UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA

EUITIZ

PROYECTO FIN DE CARRERA: LÍNEA ALMUNIA Y DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN EL NÚCLEO URBANO DE ALMUNIA DE SAN JUAN

MEMORIA DESCRIPTIVA

CURSO 2011-2012

INGENIERÍA TÉCNICA INDUCTRIAL: ELECTRICIDAD

AUTOR: Oncins Baldellou José Antonio
ESPECIALIDAD: Electricidad
DIRECTOR: Montañes Espinosa Antonio
CONVOCATORIA: Junio 2011

INDICE

CAPITULO I: GENERALIDADES 7
1. OBJETO DEL PROYECTO 7
2. ALCANCE 7
3. COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA 7
4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN 7
5. NORMATIVA APLICABLE 7
6. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO 8

CAPITULO II: LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN 10
1. DESCRIPCIÓN GENERAL 10
2. RELACIÓN DE CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS 10
3. CARACTERISTICAS GENERALES Y POTENCIA A TRANSPORTAR 11
3.1. CATEGORIA DE LA LÍNEA Y ZONA 11
3.2. POTENCIA A TRANSPORTAR 11
4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN 11
4.1. TRAZADO 11
4.2. LONGITUD DE LA LÍNEA 11
4.3. CARACTERISTICAS DE LA LINEA 12
4.4. CONDUCTORES 12
4.5. APOYOS 12
4.6. AISLAMIENTO 14
4.7. APARAMENTA 14
4.8. HERRAJES Y ACCESORIOS 15
4.9. EMPALMES Y CONEXIONES 15
4.10. CIMENTACIONES 16
4.11. PUESTAS A TIERRA 17
4.12. CONVERSIONES AÉREO SUBTERRÁNEAS 19
4.13. SEÑALIZACIÓN DE LOS APOYOS 19
4.14. PROTECCIONES 19
5. MEDIDAS DE PROTECCIÓN AVIFAUNA 19

CAPITULO III: LÍNEA SUBTERRANEA DE MEDIA TENSIÓN 21
1. CRITERIOS DE DISEÑO 21
1.1 GENERALIDADES 21
1.2. TENSIÓN NOMINAL 21
1.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN 22
1.4. CABLES 23
1.5. ACCESORIOS 24
2. INSTALACIÓN DE LOS CABLES SUBTERRANEOS DE MT 24
2.1 DISPOSICIÓN DE LOS CABLES 24
2.2 SEGURIDAD EN LA INSTALACIÓN DE LOS CABLES 25
2.3 CRUZAMIENTOS PARALELISMOS Y PROXIMIDADES 25
2.3.1. CRUZAMIENTOS 26
2.3.2. PARALELISMOS 26
2.3.3. PROXIMIDADES 27
2.4. CONVERSIONES DE LÍNEA AÉREA A SUBTERRÁNEA 27
2.5. PUESTA A TIERRA DE LOS CABLES 28
3. INTENSIDADES ADMISIBLES 29
3.1 INTENSIDADES MÁXIMAS PERMANENTES EN LOS CONDUCTORES 29

3.2 CORRIENTES MÁXIMAS ADMISIBLES DE CORTOCIRCUITO EN LOS CONDUCTORES 29
3.3 INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLES EN PANTALLA . 29
4. PROTECCIONES 30
4.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES 30
4.2 PROTECCIÓN CONTRA DEFECTOS 30
4.3 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES 30

CAPITULO IV: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 31
1. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN EDIFICIOS 31
1.2. OBJETIVO 31
1.3. REGLAMENTACIÓN 31
1.4. GENERALIDADES 32
1.5. EMPLAZAMIENTO 32
1.6. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CT´S 32
1.7. OBRA CIVIL 33
1.7.1. Local 33
1.7.2. Edificios de transformación 33
1.7.3. Cimentación 34
1.7.4. Solera, Pavimento y Cerramientos exteriores 34
1.7.5. Cubierta 35
1.7.6. Pinturas 35
1.7.7. Varios 35
1.8. INSTALACIÓN ELÉCTRICA 35
1.8.1. Red de alimentación 35
1.8.2. Celdas 35
1.8.3. Transformadores de potencia 37
1.8.4. Fusibles de MT 39
1.8.5. Puente de cable MT 39
1.8.6. Puentes de cable BT 40
1.8.7. Cuadros de BT 40
1.8.8. Protección contra sobrecargas del transformador 41
1.8.9. Protección contra defectos internos 41
1.8.10. Protección contra cortocircuitos externos 41
1.8.11. Protección contra sobretensiones en MT 42
1.8.12. Servicios auxiliares 42
1.8.13. Instalación de puesta a tierra 43
1.9. SEÑALIZACIÓN Y MATERIAL DE SEGURIDAD 47

CAPITULO V: RESUMEN DE PRESUPUESTO 49

CAPITULO VI: CONCLUSIONES 50

ANEXOS 51

1. PREVISIÓN DE POTENCIAS 51
1.1. POTENCIA INSTALADA 51
1.1. TRAMOS DE LA LÍNEA Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES 51

2. LINEA AEREA DE MEDIA TENSIÓN 53
2.1. CÁLCULO ELÉCTRICO DE CONDUCTORES 53

2.1.1. Datos de partida 53
2.1.2. Selección del conductor 53
a) Sección del conductor 53
b) Intensidad máxima admisible 54
c) Potencia máxima a transportar 54
2.1.3. Armados de la línea 55
2.1.4. Constantes eléctricas de la línea 56
A. Resistencia 56
B. Inductancia 57
C. Susceptancia 59
D. Conductancia 62
E. Impedancia 65
F. Admitancia 65
2.1.5. Calculo de la línea principal (Línea Almunia) 65
2.2. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES 70
2.2.1. Características de la Línea 70
2.2.2. Calculo 70
2.3. CÁLCULO CADENAS DE AISLADORES 79
2.3.1. Cadenas de amarre 79
2.3.2. Cadenas de suspensión 82
2.4. CALCULO DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD 85
2.4.1. Distancia entre conductores 86
2.4.2. Distancia entre conductores y partes puestas a tierra 87
2.4.3. Distancia al terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables 89
2.4.4. Distancia a otras líneas eléctricas aéreas o a líneas aéreas de telecomunicaciones 89
2.4.5. Distancia a carreteras 90
4.6 ALTURA DE LOS APOYOS 92
2.7. SELECCIÓN DE LOS APOYOS 93
2.7.1. Hipótesis de cálculo de los apoyos 93
2.7.2. Parámetros para el cálculo de los apoyos 95
1) Cargas permanentes 97
2) Fuerzas del viento sobre los componentes de la línea aérea 97
3) Desequilibrio de tracciones 97
4) Esfuerzos longitudinales por rotura de conductores 98
2.7.3. Tabla de esfuerzos 99
2.7.4. Apoyos seleccionados 103
2.7.5. Cimentación de los apoyos 106
2.7.6. Puesta a tierra de los apoyos 107

3. LINEA SUBTERRANEA DE MEDIA TENSIÓN 109
3.1. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA 109
3.2. SECCIÓN DEL CABLE 110
3.2.2. Calculo eléctrico de los tramos subterráneos 112
a) Tramo MZ1 112
b) Tramo D1 116
c) Tramo D2 119
d) Tramo ALM1 123
e) Tramo ALM2 127
f) Tramo ALM3 131

g) Tramo ALM4 135
h) Tramo ALM5 139
3.2.3. Resumen tramos subterráneos 143
3.2.4. Intensidad de cortocircuito 143
3.2.4.1. Intensidad de cortocircuito en la pantalla 144
3.3. CONCLUSIÓN 145

4. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 146
4.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 146
4.2. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN ... 146
4.3. CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO 147
4.4. DIMENSIONADO DEL EMBARRADO 150
4.4.1. Comprobación por densidad de corriente 150
4.4.2. Comprobación por solicitación electrodinámica 150
4.4.3. Comprobación por solicitación térmica a cortocircuito 151
4.5. SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES DE MEDIA TENSIÓN 151
4.6. DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE MT 152
4.7. DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE BT 153
4.8. VENTILACIÓN DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 153
4.9. DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS 154
4.10. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 154
4.10.1. Datos de partida 155
4.10.2 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CTC HU60910 .. 156
a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación 158
b) Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación 159
c) Cálculo de las tensiones aplicadas 160
d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior 161
e) Corrección y ajuste del diseño inicial 162
4.10.3 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CTC HU61803 .. 163
a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación 165
b) Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación 166
c) Cálculo de las tensiones aplicadas 167
d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior 168
e) Corrección y ajuste del diseño inicial 169
4.10.4 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CTC HU60992 .. 170
a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación 172
b) Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación 173
c) Cálculo de las tensiones aplicadas 174
d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior 175
e) Corrección y ajuste del diseño inicial 176
4.10.5 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CTC HU60459 .. 177
a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación 179
b) Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación 180
c) Cálculo de las tensiones aplicadas 181
d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior 182
e) Corrección y ajuste del diseño inicial 183
4.10.6 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CTC HU61499 .. 184
a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación 186
b) Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación 187
c) Cálculo de las tensiones aplicadas 188

d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior 189
e) Corrección y ajuste del diseño inicial 190
4.10.7 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del PFU-4 Z 71222 191
a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación..... 193
b) Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación..... 194
c) Cálculo de las tensiones aplicadas..... 195
d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior 196
e) Corrección y ajuste del diseño inicial 197

5. BIBLIOGRAFIA..... 198
5.1. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 198
5.2. BIBLIOGRAFÍA WEB..... 198

CAPITULO I: GENERALIDADES

1. OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene por objeto el **estudio y diseño la Línea Aérea de Media Tensión de 25 kV (Línea Almunia), los diferentes tramos de Líneas Subterráneas de Media Tensión para dar suministro a los Centros de Transformación y estos Centros de Transformación**, con el fin de garantizar su correcto funcionamiento y el cumplimiento de la normativa vigente.

2. ALCANCE

Es de alcance de este proyecto las instalaciones eléctricas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica a todos los abonados de la localidad de Almunia de San Juan, en lo que se refiere a la distribución de la Media Tensión.

- Redes de Media Tensión.
- Centros de Transformación.

3. COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA

La compañía Fecsa-Endesa, es propietaria de la red que se va a realizar y se describe en el presente proyecto. Las instalaciones se cederán a su actual propietario a la puesta en servicio.

4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación proyectada está situada en los términos municipales de Monzón y de Almunia de San Juan, ambos municipios se encuentran en la provincia de Huesca.

5. NORMATIVA APLICABLE

En la confección del presente proyecto así como en la futura construcción de las instalaciones, se han tenido presente todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 (Decreto 223/2008, de 15 de febrero).
- Real decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.D. 842/2002) e Instrucciones Técnicas Complementarias a dicho Reglamento (ITC-BT).
- Asimismo se ha tenido en cuenta lo establecido en las normas UNE y Normas ENDESA.
- Reglamentación sobre Prevención de Riesgos Laborales. Ley 31/1995 de 8 de noviembre y demás Decretos sobre seguridad y salud en el trabajo.

6. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO

El presente proyecto consiste en la Alimentación y Distribución de Energía Eléctrica a un centro urbano en el que existen cuatro Centros de Transformación con una potencia total de 1570 kVA y la alimentación a dos abonados desde la LAMT Almunia a través de dos CTC´S, uno de 50 kVA y el otro de 160 kVA.

La alimentación al núcleo urbano se realiza por medio de una línea de 25 kV compuesta por tres tramos, el primero subterráneo de 0,45 Km desde las protecciones de la Subestación Cinca (cabina 8), hasta el apoyo nº1 en el que se realiza una conversión aérea subterránea, el segundo tramo es aéreo de 6,127 Km desde el apoyo nº1 hasta el apoyo nº36 y el tercer tramo se realiza subterráneo de 0,35 Km de longitud, existiendo entre medio un entronque aéreo-subterráneo, esta línea subterránea alimentara el CT HU60992 a través del cual mediante líneas subterráneas se dará suministro a los diferentes Centros de Transformación del núcleo urbano formando un anillo abierto en este CT.

La línea aérea estudiada en este proyecto es una línea principal que parte de la Subestación Cinca en el municipio de Monzón (Huesca) propiedad de Fecsa-Endesa, que transcurre por zona A, trazada con el conductor 94-AL1/22-ST1A, (LA-110), según el perfil topográfico adjunto en este proyecto.

Esta se compone de 36 apoyos de celosía todos ellos de las características, dimensiones y coeficientes de seguridad indicados en los cálculos.

A los 3.070 metros de la línea aérea, apoyo nº19 se realiza un entronque aéreo-subterráneo para llevar el suministro de energía a un Centro de Transformación Compacto HU 60910, situado a unos 125 m alimentado por medio de un tramo de línea subterránea. Para este tramo se ha utilizado conductores de Aluminio en tendido unipolar de 150 mm^2 de sección (Al RHZ1), siendo las características y dimensiones indicadas en los cálculos.

El Centro de Transformación está previsto para una potencia de 50 kVA, un $\cos\phi$=0,8 y con una relación de transformación de 25 kV/400-230V.

A los 5.987 metros de la línea aérea, apoyo nº35 se realiza un entronque aéreo-subterráneo para llevar el suministro de energía a un Centro de Transformación Compacto HU 61803, situado a unos 150 m alimentado por medio de un tramo de línea subterránea. Para este tramo se ha utilizado

conductores de Aluminio en tendido unipolar de 150 mm^2 de sección (Al RHZ1), siendo las características y dimensiones indicadas en los cálculos.

El Centro de Transformación está previsto para una potencia de 160 kVA, un cosϕ=0,8 y con una relación de transformación de 25 kV/400-230V.

El Centro de Transformación alimentado desde el apoyo fin de línea nº36 HU60992 está provisto con una potencia de 400 kVA un cosφ=0,8 y con una relación de transformación de 25 kV/400-230 V. Este CT además dispone de tres celdas de línea una de las cuales es para cerrar el anillo y las otras dos son entrada salida, el transformador está protegido mediante una celda con fusibles y una bobina de disparo térmico (ekorRPT) que actúa sobre el ruptofusible.

El Centro de Transformación HU60459 está provisto con una potencia de 400 kVA un cosφ=0,8 y con una relación de transformación de 25 kV/400-230 V. Este CT además dispone de dos celdas de línea entrada salida, el transformador está protegido mediante una celda con fusibles y una bobina de disparo térmico (ekorRPT) que actúa sobre el ruptofusible.

El Centro de Transformación HU61499 está provisto con una potencia de 160 kVA un cosφ=0,8 y con una relación de transformación de 25 kV/400-230 V. Este CT además dispone de dos celdas de línea entrada salida y de una tercera celda de línea prevista para la unión futura entre la Línea Almunia y la Línea Fonz que se encuentra a 4 Km de este Centro de Transformación, el transformador está protegido mediante una celda con fusibles y una bobina de disparo térmico (ekorRPT) que actúa sobre el ruptofusible.

El Centro de Transformación Z71222 está provisto con una potencia de 400 kVA un cosφ=0,8 y con una relación de transformación de 25 kV/400-230 V. Este CT además dispone de dos celdas de línea entrada salida, el transformador está protegido mediante una celda con fusibles y una bobina de disparo térmico (ekorRPT) que actúa sobre el ruptofusible.

Las Líneas Subterráneas de Media Tensión que unen los diferentes Centros de Transformación dentro del núcleo urbano de Almunia de San Juan transcurren por la calzada, siendo imposible poder instalarlas en las aceras debido a sus pequeñas dimensiones.

CAPITULO II: LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN

1. DESCRIPCIÓN GENERAL

Basándose en criterios económicos, técnicos, estéticos y explotación de la red, se ha elegido el trazado que viene reflejado en los planos adjuntos.

La red de media tensión de 25 kV "Línea Almunia" parte de la SET Cinca, en el municipio de Monzón y a través de 6 alineaciones y 6,127 Km llegaremos al apoyo nº36 Fin de Línea, municipio de Almunia de San Juan.

Desde el apoyo nº1 hasta el nº5, existen dos circuitos, la Línea Alminia que es la que estudiaremos en este proyecto y la Línea Binefar 2 que solo la tendremos en cuenta en el cálculo de estos apoyos.

De esta línea principal partirán dos derivaciones subterráneas.

La derivación 1 parte del apoyo nº19 (Fin de línea), en el existirá una conversión aéreo subterránea que dará suministro a un CTC HU60910.

La derivación 2 parte del apoyo nº35 (Fin de línea), en el que existirá una conversión aéreo subterránea, que dará suministro al CTC HU 61803.

En los apoyos nº19, nº35 y nº36 se instalara un seccionador XS y autovalvulas con el fin de proteger las líneas derivadas.

En el apoyo nº1 fin de línea se instalaran autovalvulas.

2. RELACIÓN DE CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

Los cruzamientos que aparecen en el perfil topográfico y que se analizan con detalle en los cálculos son los definidos en la siguiente tabla.

APOYOS	PRESCRIPCIÓN	BREVE DESCRIPCIÓN
1-2	Cruce con camino Campian	Situado a 95 m del origen.
2-3	Cruce con camino de la Cruz de Estadilla	Situado a 215 m del origen.
2-3	Cruce con carretera A-1237	Situado a 285 m del origen.
3-4	Cruce con camino Las Antenas	Situado a 500 m del origen.
5-6	Cruce con camino La Paz	Situado a 845 m del origen.
6-7	Cruce con L.A.A.T. Binefar 1	Situado a 975 m del origen.
7-8	Cruce con L.A.A.T. Aragón-Cazaril	Situado a 1.140 m del origen.
7-8	Cruce camino Gravera	Situado a 1.245 m del origen.
12-13	Cruce con camino Puyato	Situado a 1.916 m del origen.
15-16	Cruce con Autovía A-22	Situado a 2.420 m del origen.
23-24	Cruce con camino de la pena del cuervo	Situado a 3.652 m del origen.
26-27	Cruce con camino panta	Situado a 4.207 m del origen.
30-31	Cruce con camino el castillo	Situado a 4.982 m del origen.
34-35	Cruce con camino salobras	Situado a 5.892 m del origen.
	Paralelismo A-1237	La carretera esta a una distancia de 30m con el apoyo más cercano a calcular.

Tabla 1. Afecciones

3. CARACTERISTICAS GENERALES Y POTENCIA A TRANSPORTAR

3.1. CATEGORIA DE LA LÍNEA Y ZONA

Según el artículo 3, (Tensiones nominales normalizadas), del vigente reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, la línea proyectada será de Tercera categoría, siendo su tensión superior a 1 kV e inferior a 30 kV.

Se clasifica como zona A. (Altitud inferior a 500m).

3.2. POTENCIA A TRANSPORTAR

La potencia máxima a transportar vendrá determinada por el tipo de conductor empleado, siendo para la línea principal:

(LA-110) 94-AL1/22-ST1A

Designación UNE:	LA-110
Sección total (mm2)	116,2
Diámetro total (mm)	14
Composición (Nº de alambres Al/Ac):	30 + 7
Peso del conductor (Kg/m)	0,433
Carga de rotura (Kg)	4400
Modulo elástico (Kg/mm2)	8200
Coeficiente de dilatación lineal (ºC-1)	0,0000178
Resistencia eléctrica a 20º C (Ω/Km)	0,307
Reactancia kilométrica: (ohm/Km)	0,389
Intensidad admisible (A)	314

La capacidad de transporte para este tipo de conductor, para una tensión de trabajo de 25 kV y cos φ= 0.8 será de 10.877 kW.

La potencia a transportar por la Línea Almunia: 1.570 kVA < 13.596 kVA

4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

4.1. TRAZADO

El trazado de la línea se efectuara de acuerdo con el plano y esquema adjuntos.

4.2. LONGITUD DE LA LÍNEA

TRAMO	LONGITUD (Km)
Línea Almunia	6,127

4.3. CARACTERISTICAS DE LA LINEA

Forma de la corriente	Alterna trifásica
Número de circuitos	1
Número de conductores por haz	1
Tensión nominal entre fases	25 kV
Frecuencia	50 Hz
Potencia de cortocircuito de la red	500 MVA
Factor de potencia	0,8
Longitud de la línea	6,127 Km

Tabla 2. Características de la línea.

4.4. CONDUCTORES

El conductor a emplear será de Aluminio - Acero, según recomendación UNESA, del tipo (LA-110) 94-AL1/22-ST1A y de las siguientes características:

Designación UNE:	LA-110
Sección total (mm2)	116,2
Diámetro total (mm)	14
Composición (Nº de alambres Al/Ac):	30 + 7
Peso del conductor (Kg/m)	0,433
Carga de rotura (Kg)	4400
Modulo elástico (Kg/mm2)	8200
Coeficiente de dilatación lineal (ºC-1)	0,0000178
Resistencia eléctrica a 20º C (Ω/Km)	0,307
Reactancia kilométrica: (ohm/Km)	0,389
Intensidad admisible (A)	314

4.5. APOYOS

Los apoyos a instalar serán del tipo metálico de celosía, según Recomendación UNESA.

Se clasifican según su función, siendo:

FUNCIÓN DEL APOYO	NOMENCLATURA
ALINEACIÓN	AL
ANCLAJE	AC
FIN DE LINEA	FL
ANGULO	AG
ESPECIAL	ES

En el presente proyecto los apoyos instalados y su función serán:

Nº apoyo	Tipo	Función	Armado	Tipo cadena
1	C-7000-20-N2	FL	N2	AMARRE
2	C-7000-20-N2	AG	N2	AMARRE
3	C-7000-18-N2	AL	N2	AMARRE
4	C-3000-18-N2	AL	N2	AMARRE
5	C-7000-20-N2	FL	N2	AMARRE
6	C-3000-18-S2	AL	S2	AMARRE
7	C-3000-18-S2	AL	S2	AMARRE
8	C-1000-16-S2	AL	S2	AMARRE
9	C-1000-16-S2	AG	S2	AMARRE
10	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
11	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
12	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
13	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
14	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
15	C-3000-18-S2	AC	S2	AMARRE
16	C-3000-18-S2	AC-AG	S2	AMARRE
17	C-500-18-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
18	C-500-18-S2	AL	S2	AMARRE
19	C-4500-16-L2	FL	L2	AMARRE
20	C-500-16-S2	AL	S2	AMARRE
21	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
22	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
23	C-2000-18-S2	AG	S2	AMARRE
24	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
25	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
26	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
27	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
28	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
29	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
30	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
31	C-500-16-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
32	C-3000-18-S2	AG	S2	AMARRE
33	C-1000-18-S2	AL	S2	SUSPENSIÓN
34	C-1000-18-S2	AL	S2	AMARRE
35	C-4500-14-L2	FL	L2	AMARRE
36	C-4500-14-L2	FL	L2	AMARRE

Tabla 3. Apoyos instalados.

Las fijaciones de los apoyos al terreno, se realizarán mediante cimentaciones constituidas por un dado de hormigón en masa, de una dosificación de 200 kg/m^3 y una resistencia mecánica de 125 kg/m^2. Las dimensiones serán aquellas que marca la Recomendación UNESA correspondiente, Normas de Fecsa-Endesa.

4.6. AISLAMIENTO

El aislamiento estará constituido por cadenas de aisladores del tipo caperuza y vástago formado por los siguientes elementos:

- ♦ 1 Grillete GN16
- ♦ 1 Anilla bola tipo AB16
- ♦ 1 Rotula larga tipo R16P
- ♦ 1 Grapa de amarre
- ♦ 4 Aisladores para cadenas de amarre y 3 Aisladores para las cadenas de suspensión, del tipo U 70 BS (CEI-305) en vidrio templado, de las siguientes características:

Tipo .....U 70 BS

Paso ..... 127 mm

Dimensión acoplamiento 16

Línea de fuga por unidad..... 320 mm

Carga de rotura mínima .....70 kN

Tensión a frecuencia industrial

en seco ..... 70 kV

bajo lluvia..... 45 kV

Tensión al impulso de choque en seco..... 90 kV

4.7. APARAMENTA

En el Apoyo Nº1, se instalará una conversión A/S, salida de la Subestación Cinca de la Línea Almunia, se dispondrá de pararrayos autovalvulares cuyas características principales son:

- **Pararrayos autoválvulas**
  - Tensión nominal: 30 kV
  - Corriente de impulso: 10 kA

En el Apoyo Nº19, donde se instalará una conversión A/S para dar suministro al CTC HU60910, se dispondrá de seccionador "XS" y pararrayos autovalvulares cuyas características principales son:

- **Seccionador - Cortacircuitos de expulsión Tipo "XS"**
  - Tensión nominal: 36 kV
  - Intensidad nominal: 200 A
  - Calibre del eslabón: 3 A
- **Pararrayos autoválvulas**
  - Tensión nominal: 30 kV
  - Corriente de impulso: 10 kA

En el Apoyo Nº35, donde se instalará una conversión A/S para dar suministro al CTC HU61803, se dispondrá de seccionador "XS" y pararrayos autovalvulares cuyas características principales son:

- **Seccionador - Cortacircuitos de expulsión Tipo "XS"**
  - Tensión nominal: 36 kV
  - Intensidad nominal: 200 A
  - Calibre del eslabón: 7 A
- **Pararrayos autoválvulas**
  - Tensión nominal: 30 kV
  - Corriente de impulso: 10 kA

En el Apoyo Nº36, se instalará una conversión A/S, fin del tramo aéreo de la Línea Almunia, se dispondrá de seccionador "XS" y pararrayos autovalvulares cuyas características principales son:

- **Seccionador - Cortacircuitos de expulsión Tipo "XS"**
  - Tensión nominal: 36 kV
  - Intensidad nominal: 200 A
  - Calibre del eslabón: 80 A
- **Pararrayos autoválvulas**
  - Tensión nominal: 30 kV
  - Corriente de impulso: 10 kA

4.8. HERRAJES Y ACCESORIOS

Se consideran herrajes todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores al apoyo y al conductor y los elementos de protección eléctrica de los aisladores.

- Herrajes de acero forjado y convenientemente galvanizados en caliente para su exposición a la intemperie, de acuerdo con la Norma UNE 21158.
- Grapas de amarre del tipo presión por tornillería, y están de acuerdo con la Norma UNE 21159.

4.9. EMPALMES Y CONEXIONES

CABLES DE FASE

Los empalmes asegurarán la continuidad eléctrica y mecánica en los conductores, debiendo soportar sin rotura ni deslizamiento del conductor el 95% de su carga de rotura, para ello se utilizarán bien manguitos de compresión o preformados de tensión completa.

Queda prohibida la ejecución de empalmes en conductores por la soldadura de los mismos.

La conexión sólo podrá realizarse en conductores sin tensión mecánica o en las uniones de conductores realizadas en el bucle entre cadenas de amarre de un apoyo, pero en este caso deberá tener una resistencia al deslizamiento de al menos el 20% de la carga de rotura del conductor. Se utilizarán uniones de compresión o de tipo mecánico (con tornillo).

Las conexiones, que se realizarán mediante conectores de apriete por cuña de presión, asegurarán continuidad eléctrica del conductor, con una resistencia mecánica reducida.

4.10. CIMENTACIONES

Las cimentaciones de los apoyos serán de hormigón en masa, de una dosificación de 200 Kg/m³ y una resistencia mecánica de 125 Kg/cm², del tipo monobloque.

El bloque de cimentación sobresaldrá del terreno, como mínimo 20 cm, formando zócalos, con objeto de proteger los extremos inferiores de los montantes y sus uniones, dichos zócalos terminarán en punta de diamante para facilitar así mismo la evacuación del agua de lluvia.

Sus dimensiones para el presente proyecto serán las siguientes:

Apoyo	Tipo	a (m)	t (m)	Cs
1	C-7000-20-N2	2,04	2,96	2,13
2	C-7000-20-N2	2,04	2,96	2,13
3	C-7000-18-N2	1,88	2,93	2,08
4	C-3000-18-N2	1,25	2,69	2,22
5	C-7000-20-N2	2,04	2,96	2,13
6	C-3000-18-S2	1,25	2,69	2,22
7	C-3000-18-S2	1,25	2,69	2,22
8	C-1000-16-S2	1,15	2,13	2,77
9	C-1000-16-S2	1,15	2,13	2,77
10	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
11	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
12	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
13	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
14	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
15	C-3000-18-S2	1,25	2,69	2,22
16	C-3000-18-S2	1,25	2,69	2,22
17	C-500-18-S2	1,16	1,55	1,52
18	C-500-18-S2	1,16	1,55	1,52
19	C-4500-16-L2	1,17	2,89	2,07
20	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
21	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
22	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
23	C-2000-18-S2	1,24	2,48	2,40
24	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60

Apoyo	Tipo	a (m)	t (m)	Cs
25	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
26	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
27	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
28	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
29	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
30	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
31	C-500-16-S2	1,14	1,53	1,60
32	C-3000-18-S2	1,25	2,69	2,22
33	C-1000-18-S2	1,23	2,2	2,99
34	C-1000-18-S2	1,23	2,2	2,99
35	C-4500-14-L2	1,1	2,82	2,03
36	C-4500-14-L2	1,1	2,82	2,03

Tabla 4. Cimentación apoyos Línea Almunia.

4.11. PUESTAS A TIERRA

Las puestas a tierra de los apoyos se realizarán teniendo presente lo que al respecto se especifica en el apartado 7 de la ITC LAT-07.

Podrán efectuarse por cualquiera de los dos sistemas siguientes:

Electrodo de difusión:

Se dispondrá en una pata de las torres una pica de acero cobreado de 2 m de longitud y 16 mm de diámetro unidas mediante grapas de fijación y cable de cobre desnudo al montante del apoyo, con el objeto de conseguir una resistencia de paso inferior a 20 ohmios.

Anillo difusor:

Cuando se trate de un apoyo frecuentado o con aparamenta se realizará una puesta a tierra en anillo alrededor del apoyo, de forma que cada punto del mismo quede distanciado 1 m como mínimo de las aristas del macizo de cimentación.

Las puestas a tierra en los diferentes apoyos de la línea serán las de la siguiente tabla:

Nº apoyo	Función	Resistividad (Ω. m)	Electrodo	Rt (Ω)	Vp (V)	Vp adm (V)
1	FL	120	30-30/8/42	12,6	1101,29	4490,20
2	AG	100	8/32.	13,5	863,65	4396,00
3	AL	100	8/32.	13,5	863,65	4396,00
4	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
5	FL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
6	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
7	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
8	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
9	AG	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
10	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80

Nº apoyo	Función	Resistividad (Ω. m)	Electrodo	Rt (Ω)	Vp (V)	Vp adm (V)
11	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
12	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
13	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
14	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
15	AC	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
16	AC-AG	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
17	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
18	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
19	FL	80	30-30/8/42	8,4	779,35	4301,80
20	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
21	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
22	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
23	AG	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
24	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
25	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
26	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
27	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
28	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
29	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
30	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
31	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
32	AG	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
33	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
34	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
35	FL	80	30-30/8/42	8,4	779,35	4301,80
36	FL	80	30-30/8/42	8,4	779,35	4301,80

Tabla 5. Electrodos PAT apoyos.

En los apoyos frecuentados a fin de reducir los riesgos a las personas y los bienes se recurre al empleo de medidas adicionales, tal como establece la ITC-LAT 07 del RLAT. Estas medidas, pueden ser:

a) Macizo de hormigón con mallazo unido al electrodo de puesta a tierra, de 1,2 m de ancho, perimetral con la cimentación del apoyo.
b) Sistemas antiescalo de fábrica de ladrillo o aislantes que impidan el contacto con las partes metálicas puestas a tierra.
c) Acera de hormigón, de 1,20 m, perimetral con la cimentación del apoyo.

Con objeto de que la tensión de contacto sea cero, se considera el caso "a" y "b", emplazándose una acera perimetral de hormigón a 1,2 m de la cimentación del apoyo. Embebido en el interior de dicho hormigón se instalará un mallado electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,3 x 0,3 m, a una profundidad de al menos 0,1 m. Este mallado se conectará a un punto a la puesta a

tierra de protección del apoyo. Los antiescalo aislaran el apoyo hasta una altura de 2,5 m.

4.12. CONVERSIONES AÉREO SUBTERRÁNEAS

En los casos de un cable subterráneo de MT intercalado en una línea aérea de MT o intercalado entre una línea aérea de MT y un CT, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones.

La conexión del cable subterráneo con la línea aérea será seccionable cuando el cable una la línea aérea con un CT.

En el tramo de subida hasta la línea aérea, el cable subterráneo irá protegido dentro de un tubo o bandeja cerrada de hierro galvanizado o de material aislante con un grado de protección contra daños mecánicos no inferior según la norma UNE-EN 50102. El tubo o bandeja se obturará por su parte superior para evitar la entrada de agua y se empotrará en la cimentación del apoyo. Sobresaldrá 2,5 m por encima del nivel del terreno.

Deberán instalarse protecciones contra sobretensiones mediante pararrayos. Los terminales de tierra de éstos se conectarán directamente a las pantallas metálicas de los cables y entre sí, mediante una conexión lo más corta posible y sin curvas pronunciadas.

4.13. SEÑALIZACIÓN DE LOS APOYOS

Todos los apoyos llevarán una placa de señalización de peligro eléctrico, en la cual se reflejará la tensión en kV de la línea y el número de apoyo.

Las placas se instalarán a una altura del suelo de 3 m en la cara paralela o más cercana a los caminos o carreteras, para que puedan ser vistas fácilmente.

4.14. PROTECCIONES

Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puestas a tierra se dispondrá en la Subestación Transformadora los oportunos elementos (interruptores automáticos, relés, etc), los cuales corresponderán a las exigencias que presente el proyecto.

5. MEDIDAS DE PROTECCIÓN AVIFAUNA

Debido a la alta mortalidad de aves por su convivencia con los tendidos eléctricos, la comunidad de Aragón emite el 29 de Agosto de 2008 el Decreto 1432/2008 por el que se establecen normas de carácter técnico para las instalaciones eléctricas aéreas con objeto de proteger la avifauna.

A continuación reflejamos las medidas adoptadas para esta línea.

Medidas constructivas

Tal y como queda reflejado en el Real Decreto mencionado:

– No se han utilizado aisladores rígidos.

– No hay puentes por encima de los apoyos.

– No se instalan elementos de corte o protección en posición dominante, por encima de los travesaños o cabeceras de los apoyos.

Medidas de protección contra la electrocución

Se utilizarán crucetas en tresbolillo que aseguran una distancia entre conductores superior a 1,5 m, y la distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,5 m.

Se utilizaran crucetas rectas para los apoyos de derivación en los que se aislaran las grapas, los puentes flojos y 1 m de conductor por cada lado del amarre.

Se utilizaran crucetas de doble circuito tipo (N2), que aseguren una distancia entre conductores superior a 1,5 m, y la distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,5 m.

Se utilizarán cadenas de aisladores que aseguren una distancia mayor de 1 m en el caso de cadenas de amarre, y en el caso de cadenas de suspensión la distancia será de 0,6 m. En caso contrario se aislará con cinta termoestable OLIT-M la grapa y parte del conductor hasta conseguir esta distancia desde la zona de posada al punto más próximo en tensión.

Con ello se cumplen todas las exigencias en cuanto a las distancias a mantener en el Decreto al que hacemos referencia.

Medidas de protección contra la colisión

No se prevé la colocación de balizas salvapájaros para protección avifauna ya que no pasamos por ninguna ZEPA, cauce fluvial o cresta acentuada de posible paso de aves.

CAPITULO III: LÍNEA SUBTERRANEA DE MEDIA TENSIÓN

1. CRITERIOS DE DISEÑO

1.1 GENERALIDADES

El valor de la tensión nominal de las redes subterráneas de MT será de 25kV.

El valor límite de la caída de tensión se establece en el 5 % con las condiciones de máxima carga.

La alimentación de los centros de transformación del núcleo urbano se diseñara con estructura en bucle con entrada y salida en cada centro de transformación con la finalidad de que cualquiera de los centros pueda recibir alimentación alternativa, exceptuando los CTC alimentados desde la LAMT, que estos serán CT´S en punta.

Los cables a utilizar tendrán secciones de 3x1x240 mm^2 de aluminio para la red urbana, y de 3x1x150 mm^2 para las dos derivaciones de la LAMT de alimentación a los CTC´S.

La denominación de los diferentes tramos de la LSMT será la siguiente:

- Salida de la SET Cinca hasta en apoyo nº1 Conversión Aéreo Subterranea …… MZ1
- Unión entre la Conversión Aéreo Subterránea en el apoyo nº19 y el CTC codeta HU60910 ……. D1
- Unión entre la Conversión Aéreo Subterránea en el apoyo nº35 y el CTC Lisser HU61803 ……... D2
- Unión entre la Conversión Aéreo Subterránea en el apoyo nº36 y CT Cistassa HU60992 ……..… AL1
- Unión entre CT Cistassa HU60992 y CT Almunia HU60459 …… AL2
- Unión entre CT Almunia HU60459 y CT La balsa HU61499 …… AL3
- Unión entre CT La balsa HU61499 y CT Ariestolas Z71222 …… AL4
- Unión entre CT Ariestolas Z71222 y CT Cistassa HU60992 ……... AL5

Los aspectos que con carácter general deberán tenerse en cuenta en el diseño e instalación de líneas subterráneas de MT son los siguientes:

- Tensión nominal.
- Sistema de distribución.
- Cables y accesorios.

1.2. TENSIÓN NOMINAL

La tensión nominal de la red será la correspondiente al sistema que se ha de conectar, 25 kV trifásica, a una frecuencia de 50 Hz.

Para la definición de tensión más elevada y niveles de aislamiento del material a utilizar se establecen los parámetros de la tabla 1.

Tensión nominal de la red U (kV)	Tensión nominal cables y accesorios U_0/U (kV eficaces)	Tensión más elevada cables y accesorios U_m (kV eficaces)	Tensión de choque soportada nominal tipo rayo (kV de cresta)
Hasta 30 kV	18/30	36	170

Tabla 1. Nivel de aislamiento del material.

U: Tensión nominal eficaz a 50 Hz entre dos conductores.

U0: Tensión nominal eficaz a 50 Hz entre cada conductor y la pantalla del cable.

Um: Tensión eficaz máxima a 50 Hz entre dos conductores cualesquiera, para los que se ha diseñado el cable y los accesorios. Es la tensión máxima que puede ser soportada permanentemente en condiciones normales de explotación en cualquier punto de la red. Excluye las variaciones temporales de tensión debidas a condiciones de defecto o a la supresión brusca de cargas.

1.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La configuración estándar del sistema de Fecsa-Endesa es en bucle, por tanto sus redes subterráneas serán malladas, con sistema alternos trifásicos.

En este tipo de distribución la red se construye formando un anillo, pero su explotación se realiza de forma radial, es decir, siempre existirá un nodo del anillo abierto, una celda de línea de un Centro de Trasformación, creando un punto frontera.

La aparamenta a instalar en cada Centro de distribución es la misma que en una distribución radial, con la salvedad de que se debe instalar una celda de línea de más para el cierre de anillo que estará ubicada en el CT HU60992.

En este sistema se puede dejar cualquier tramo de la red subterránea sin servicio desplazando el punto frontera a otra celda de línea, pero hay que tener en cuenta que los Centros de Transformación quedan intercalados en la línea principal y las maniobras que se pueden realizar son muy limitadas por el gran número de abonados a que afectan.

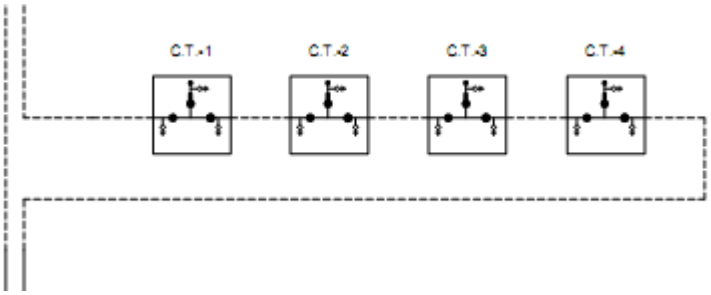


Figura 1. Distribución en anillo abierto.

1.4. CABLES

Los cables a utilizar en las redes subterráneas de MT son los que figuran en la Norma GE DND001. Serán unipolares y cumplirán las especificaciones de las Normas UNE-EN 620-5E.

Los conductores serán circulares compactos de aluminio, de clase 2 según la norma UNE 21022, y estarán formados por varios alambres de aluminio cableados.

Sobre el conductor habrá una capa termoestable extruida semiconductora, adherida al aislamiento en toda su superficie, con un espesor medio mínimo de 0,5 mm y sin acción nociva sobre el conductor.

El aislamiento será de polietileno reticulado (XLPE), de 8 mm de espesor medio mínimo.

Sobre el aislamiento habrá una parte semiconductora no metálica, asociada a una parte metálica. La parte no metálica estará constituida por una capa de mezcla semiconductora termoestable extruida, de 0,5 mm de espesor medio mínimo, que se pueda separar del aislamiento sin dejar sobre él trazas de mezcla semiconductora apreciables a simple vista. La parte metálica estará constituida por una corona de alambres continuos de cobre recocido, dispuestos en hélice abierta, sobre la cual se colocará un fleje de cobre recocido en hélice abierta dispuesta en sentido contrario a la anterior. La sección real del conjunto de la pantalla metálica será como mínimo de 16 mm².

La cubierta exterior estará constituida por una capa de un compuesto termoplástico a base de poliolefina. Será de color rojo y su espesor nominal será de 2,75 mm.

Sección nominal mm²	**Número mínimo de alambres del conductor**	**Diámetro del conductor mm**		**Resistencia máxima del conductor a 20º C Ω//km**
		Mínimo	**Máximo**	
150	18	13,7	14,9	0,206
240	30	17,8	19,2	0,125
400	53	22,9	24,5	0,0778

Tabla 2. Características principales de los conductores de MT

Por tanto la designación del conductor a instalar en cada tramo de la LSMT será:

Tramo	**Conductor**
MZ1, AL1, AL2, AL3, AL4, AL5	RHZ1-OL 18/30 kV 1x240 K AL+H16
D1, D2	RHZ1-OL 18/30 kV 1x150 K AL+H16

Tabla 3. Conductor por tramo.

- Aislamiento
  R = Polietileno reticulado
- Pantallas
  H = Pantallas semiconductoras sobre el conductor y sobre el aislamiento y con pantalla metálica de alambres arrollados helicoidalmente.
- Cubierta exterior
  Z1 = Poliolefina
- Obturación longitudinal
  OL= Obturación longitudinal
- Tensión asignada del cable
  Se expresará en kV y designará los valores de U0 y de U, en la forma U0/U.
- Indicaciones relativas al conductor y a la pantalla metálica
  - La cifra 1, correspondiente a un solo conductor, seguida del signo x.
  - La sección nominal del conductor, expresada en mm².
  - La letra K, indicativa de que el conductor es circular y compacto.
  - Las letras Al, indicativas de que el conductor es de aluminio.
  - El signo +, seguido de la letra H y de la sección de la pantalla metálica, en mm².

1.5. ACCESORIOS

Los empalmes y terminales se confeccionarán siguiendo la norma UNE correspondiente cuando exista o, en su defecto, las instrucciones del fabricante.

Serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar su resistencia eléctrica. Asimismo, los terminales deberán ser adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.).

Terminales de exterior para la conexión del cable subterráneo en las diferentes conversiones aéreo-subterráneas.

CODIGO	TIPO	SECCIÓN mm^2	AISLAMIENTO mm^2	LONGITUD mm	CAMPANAS unidades-Ø mm
071097-2	CHE-F 36kV	150 - 400	27,3	600	4 – 115

Tabla 4. Terminales exterior.

2. INSTALACIÓN DE LOS CABLES SUBTERRANEOS DE MT

2.1 DISPOSICIÓN DE LOS CABLES

Las canalizaciones se ejecutarán por terrenos de dominio público, bajo las aceras o calzadas, preferentemente bajo las primeras y se evitarán ángulos pronunciados. El trazado será lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a bordillos o fachadas de los edificios principales.

Los cables se dispondrán enterrados directamente en el terreno. Bajo las aceras, en las zonas de entrada y salida de vehículos en las fincas, en las

que no se prevea el paso de vehículos de gran tonelaje, se dispondrán dentro de tubos en seco (sin hormigonar). En los accesos a fincas de vehículos de gran tonelaje y en los cruces de calzada, se dispondrán dentro de tubos hormigonados.

La profundidad, hasta la parte inferior del cable no será menor de 0,80 m bajo acera, ni de 1 m bajo calzada. Cuando existan impedimentos que no permitan conseguir las anteriores profundidades, éstas podrán reducirse si se añaden protecciones mecánicas suficientes, tal como especifican el Decreto 120/92 y la Resolución TRI/301/2006.

Radios de curvatura mínimos de los cables de MT:

Para el conductor 18/30 kV 1x240 mm^2, el radio deberá ser mayor a 15 veces su diámetro, por lo que el radio mínimo será de 705 mm.

Para el conductor 18/30 kV 1x150 mm^2, el radio deberá ser mayor a 15 veces su diámetro, por lo que el radio mínimo será de 645 mm.

En el Anexo, Planos de detalle de canalizaciones de cables subterráneas de MT pueden verse las distintas secciones de zanjas con el detalle de sus disposiciones.

2.2 SEGURIDAD EN LA INSTALACIÓN DE LOS CABLES

El objetivo en la instalación de un cable subterráneo, es que, después de su manipulación, tendido y protección, el cable no haya recibido daño alguno, y ofrezca seguridad frente a futuras excavaciones hechas por terceros. Para ello:

- El lecho de la zanja que va a recibir el cable será liso y estará exento de aristas vivas, cantos, piedras, restos de escombros, etc. En el mismo se dispondrá una capa de arena de río lavada, limpia, suelta y exenta de substancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, que cubra la anchura total de la zanja con un espesor de 0,06 m.
- El cable se tenderá sobre esta capa de arena y se cubrirá con otra capa de arena de 0,24 m de espesor, o sea que la arena llegará hasta 0,30 m por encima del lecho de la zanja y cubrirá su anchura total.
- Sobre la capa anterior se colocarán placas de polietileno (PE) como protección mecánica.
- A continuación, se extenderá otra capa de tierra de 0,20 m de espesor, exenta de piedras o cascotes, apisonada por medios manuales. El resto de tierra se extenderá por capas de 0,15 m, pisonadas por medios mecánicos. Entre 0,10 y 0,20 m por debajo del pavimento se colocará una cinta de señalización que advierta la existencia de cables eléctricos de MT.

2.3 CRUZAMIENTOS PARALELISMOS Y PROXIMIDADES

Los cables subterráneos de MT cuando estén enterrados directamente en el terreno deberán cumplir los siguientes requisitos.

2.3.1. CRUZAMIENTOS

Las condiciones a que deben responder los cruzamientos de cables subterráneos de MT son las siguientes.

Cruzamientos con calles y carreteras

Los cables se colocarán en tubos hormigonados en toda su longitud a una profundidad mínima de 1 m. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

Cruzamientos con otros conductores de energía

La distancia mínima entre cables de energía eléctrica de MT de una misma empresa será de 0,20 m. La distancia mínima entre cables de MT de empresas distintas o entre uno de MT y uno de BT será de 0,25 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes, cuando existan, será superior a 1 m. Cuando no pueda respetarse alguna de estas distancias, el cable que se tienda en último lugar se dispondrá separado mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales incombustibles de adecuada resistencia mecánica.

Cruzamientos con cables de telecomunicación

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica de MT y los de telecomunicación será de 0,20 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del de comunicación, será superior a 1 m. En el caso de que no puedan respetarse alguna de estas distancias, el cable que se tienda en último lugar se dispondrá separado mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales incombustibles de adecuada resistencia mecánica.

Cruzamientos con canalizaciones de agua y de gas

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica de MT y las canalizaciones de agua o gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse alguna de estas distancias, se dispondrá por parte de la canalización que se tienda en último lugar, una separación mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales incombustibles de adecuada resistencia mecánica.

2.3.2. PARALELISMOS

Se procurará evitar que los cables subterráneos de MT queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

Paralelismos con otros conductores de energía eléctrica

La separación mínima entre cables de MT de una misma empresa será de 0,20 m. Si los cables de MT instalados en paralelo son de empresas distintas, o si un cable es de MT y el otro es de BT, la separación mínima será de 0,25 m.

Paralelismos con cables de telecomunicación

Se deberá mantener una distancia mínima de 0,25 m entre los cables de energía eléctrica de MT y los de telecomunicación.

Paralelismos con canalizaciones de agua y gas

Se deberá mantener una distancia mínima de 0,25 m entre los cables de energía eléctrica de MT y las canalizaciones de agua o gas, excepto para canalizaciones de gas de alta presión (más de 4 bar) en que la distancia será de 0,40 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua o gas será de 1 m. Cuando alguna de estas distancias no pueda respetarse, la canalización que se establezca en último lugar se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales incombustibles de adecuada resistencia mecánica.

En el caso de conducciones de agua se procurará que éstas queden por debajo del cable eléctrico.

2.3.3. PROXIMIDADES

Proximidad a conducciones de alcantarillado

Se procurará pasar los cables de MT por encima de las alcantarillas, no se admitirá incidir en su interior. Si no es posible, se pasará por debajo, disponiendo los cables con una protección de adecuada resistencia mecánica.

Proximidad a acometidas

En el caso de que alguno de los dos servicios que se cruzan o discurren paralelos sea una acometida a un edificio, deberá mantenerse entre ambos una distancia de 0,30 m. Cuando no pueda respetarse esta distancia, la conducción que se establezca en último lugar se dispondrá separada mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales incombustibles de adecuada resistencia mecánica.

La entrada de las acometidas a los edificios, tanto de BT como de MT, deberá taponarse hasta conseguir una estanqueidad perfecta. Así se evita que en el caso de producirse una fuga de gas en la calle, el gas entre en el edificio a través de estas entradas y se acumule en el interior con el consiguiente riesgo de explosión.

2.4. CONVERSIONES DE LÍNEA AÉREA A SUBTERRÁNEA

En los casos de un cable subterráneo de MT intercalado en una línea aérea de MT o intercalado entre una línea aérea de MT y un CT, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones.

La conexión del cable subterráneo con la línea aérea será seccionable cuando el cable una la línea aérea con un CT. Podrá no serlo cuando el cable esté intercalado en la línea aérea.

En el tramo de subida hasta la línea aérea, el cable subterráneo irá protegido dentro de un tubo o bandeja cerrada de hierro galvanizado o de material aislante con un grado de protección contra daños mecánicos no

inferior a IK10 según la norma UNE-EN 50102. El tubo o bandeja se obturará por su parte superior para evitar la entrada de agua y se empotrará en la cimentación del apoyo. Sobresaldrá 2,5 m por encima del nivel del terreno. En el caso de tubo, su diámetro será como mínimo 1,5 veces el diámetro aparente de la terna de cables unipolares, y en el caso de bandeja, su sección tendrá una anchura mínima de 1,5 veces el diámetro de un cable unipolar, y una longitud de unas tres veces su anchura.

Deberán instalarse protecciones contra sobretensiones mediante pararrayos. Los terminales de tierra de éstos se conectarán directamente a las pantallas metálicas de los cables y entre sí, mediante una conexión lo más corta posible y sin curvas pronunciadas.

Los pararrayos se instalarán lo más cerca posible del elemento a proteger, sin intercalar ningún elemento de seccionamiento y sus características más significativas según NTP de Fecsa-Endesa, son:

Características	**Valor asignado para 25 kV**
Tensión asignada	25 kV
Intensidad nominal de descarga	10 kA
Tensión máxima de servicio continuo	≥ 24,4 kV
Margen de protección	> 80 %
Tipo de aislamiento	Polimérico
Línea de fuga	≥ 750 mm
Intensidad de descarga de larga duración	250 A/2000 μs
Característica tensión - tiempo	30 kV durante 1000 s

Tabla 5.Caracteristicas de las autovalvulas.

Por tanto el tipo de autovalvula a instalar en las conversiones existentes en la instalación diseñada será:

Pararrayos de óxidos metálicos INZP 30 kV 10 KA.

Especificaciones técnicas INAEL:

Corriente nominal de descarga..... 10 kA

Corriente de descarga de larga duración..... 250A /2.000 ms

Tensión asignada (Ur) ..... 30 kV

Tensión máxima de servicio continuo (Uc) ..... 24,4 kV

Tensión residual, Onda 8/20 ms a 10 kA (Ures) ..... 90,1 kV

Margen de protección..... 88,7 %

Línea de fuga ..... 980 mm

Nivel de aislam. (NA) Onda impulso tipo rayo (1,2/50 ms)…. 170 kV

Peso…… 4,7 kg

2.5. PUESTA A TIERRA DE LOS CABLES

Las pantallas metálicas de los cables de MT se conectarán a tierra en cada una de sus cajas terminales extremas.

3. INTENSIDADES ADMISIBLES

3.1 INTENSIDADES MÁXIMAS PERMANENTES EN LOS CONDUCTORES

Son las indicadas en la tabla 6. Se han tomado de la Norma UNE 20435, para la temperatura máxima admisible de los conductores y condiciones del tipo de instalación allí establecidas.

Sección nominal de los conductores mm²	Instalación al aire	Instalación enterrada
	Cable aislado con XLPE	Cable aislado con XLPE
150 240 400	320 435 580	315 415 530
Temperatura máxima en el conductor: 90º C	- Temperatura del aire: 40º C - Una terna de cables unipolares en contacto mutuo. - Disposición que permita una eficaz renovación del aire.	- Temperatura del terreno: 25º C - 3 cables unipolares en trébol - Profundidad de instalación: 1 m - Resistividad térmica del terreno: 1 K·m/W

Tabla 6. Intensidad máxima admisible, en A, en servicio permanente y con corriente alterna

Cuando las condiciones reales de instalación sean distintas de las condiciones tipo, la intensidad admisible se deberá corregir aplicando los factores relacionados en la citada norma UNE.

3.2 CORRIENTES MÁXIMAS ADMISIBLES DE CORTOCIRCUITO EN LOS CONDUCTORES

En la tabla 7 se indican las intensidades de corriente de cortocircuito admisibles para diferentes tiempos de duración del cortocircuito.

De acuerdo con la Norma UNE 20435, estas intensidades corresponden a una temperatura de 250ºC alcanzada por el conductor, supuesto que todo el calor desprendido durante el proceso de cortocircuito es absorbido por el propio conductor.

Sección del conductor mm2	Duración del cortocircuito (s)									
	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
150	44,6	31,5	25,8	19,9	18,2	14,2	11,5	10,0	8,9	8,1
240	71,3	50,4	41,2	31,9	29,1	22,6	18,4	16,0	14,3	13,0
400	118,9	84,1	68,6	53,2	48,5	37,6	30,7	26,6	23,8	21,7

Tabla 7. Corrientes de cortocircuito admisible en los conductores en kA

3.3 INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLES EN PANTALLA

En la tabla 8 se indican las intensidades admisibles para las pantallas de cobre, en función del tiempo de duración del cortocircuito.

Estas intensidades se han tomado para una temperatura máxima de la pantalla de 70º C en servicio permanente y de 250º C en cortocircuito, según Norma UNE 20435-91 Parte 2.

Sección de la pantalla mm^2	Duración del cortocircuito (s)									
	0,1	**0,2**	**0,3**	**0,5**	**0,6**	**1,0**	**1,5**	**2,0**	**2,5**	**3,0**
16	8,3	5,9	5,1	4,1	3,9	3,1	2,7	2,4	2,3	2,2

Tabla 8. Intensidades de cortocircuito admisibles en la pantalla

4. PROTECCIONES

4.1 PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES

Los cables estarán debidamente protegidos contra los defectos térmicos y dinámicos que puedan originarse debido a las sobreintensidades que puedan producirse en la instalación.

Para la protección contra sobreintensidades se utilizarán seccionadores cortacircuitos "XS" que estarán colocados en la cabecera de los cables subterráneos, apoyos número (19,35,36) en el que se realiza la conversión A/S de entrada al núcleo urbano.

4.2 PROTECCIÓN CONTRA DEFECTOS

Las protecciones garantizarán el despeje de las posibles faltas en un tiempo tal que la temperatura alcanzada en el conductor durante la misma no dañe al cable.

4.3 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Los cables aislados deben estar protegidos contra sobretensiones por medio de pararrayos de características adecuadas. El margen de protección entre el nivel de aislamiento del cable y el nivel de protección del pararrayos será como mínimo del 80%. Los pararrayos se colocarán en los lugares apropiados para proteger elementos de la red que puedan ser afectados por sobretensiones, como por ejemplo en las conversiones de línea aérea a línea subterránea.

Instalación de autovalvulas en los apoyos número (1, 19, 35, 36).

Las autovalvulas instaladas son de tipo polimérico INZP 30 kV 10 kA.

CAPITULO IV: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

1. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN EDIFICIOS

1.2. OBJETIVO

La finalidad es el diseño de los diferentes centros de transformación existentes en las dos derivaciones de la LAMT Almunia y los del casco urbano en el cual estamos realizando la distribución en Media Tensión, cumpliendo con toda la normativa y especificaciones de la empresa suministradora Fecsa-Endesa.

1.3. REGLAMENTACIÓN

El diseño y construcción de los CT se efectuara de acuerdo con los siguientes Reglamentos y Normas:

- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión. Aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.
- Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Aprobado por Real Decreto 3.275/1982, de 12 noviembre, B.O.E. 01-12-1982.
- Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Reál Decreto 3275/1982. Aprobadas por Orden del MINER de 18 de octubre de 1984, B.O.E. 25-10-1984.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Aprobado por Decreto 842/2002, de 02 de agosto, B.O.E. 224 de 18-09-2002.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (B.O.E. de 27 de diciembre de 2000).
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- NTE-IEP. Norma tecnológica de 24-03-1973, para Instalaciones Eléctricas de Puesta a Tierra.
- Normas UNE.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Ordenanzas municipales del ayuntamiento.
- Normas particulares de la compañía suministradora, Fecsa-Endesa Distribución.

1.4. GENERALIDADES

En el casco urbano tenemos un total de cuatro centros de transformación, con una potencia total de 1360 kVA, repartida de la siguiente forma.

Potencia instalada en el núcleo urbano:

Centro de transformación Cistassa HU60992:	400 kVA
Centro de transformación Almunia HU60459:	400 kVA
Centro de transformación La balsa HU61499:	160 kVA
Centro de transformación Ariestolas Z71222:	400 kVA

Potencia instalada en las derivaciones de la LAMT:

Centro de transformación Codeta HU60910:	50 kVA
Centro de transformación Liesser HU61803:	160 kVA

1.5. EMPLAZAMIENTO

Los diferentes centros de transformación se encuentran ubicados en las siguientes direcciones:

- Centro de transformación Cistassa HU60992:Av.Monzon, (Almunia de San Juan).
- Centro de transformación Almunia HU60459:Plza. Agonac, (Almunia de San Juan).
- Centro de transformación La balsa HU61499: C/ La balsa (Almunia de San Juan).
- Centro de transformación Ariestolas Z71222: C/ Ariestolas, (Almunia de San Juan).
- Centro de transformación Codeta HU60910: Polígono 15 Parcela 93, (Monzón).
- Centro de transformación Liesser HU61803: Polígono 5 Parcela 75, (Almunia de San Juan).

Se accederá a los diferentes CT`S directamente desde una vía pública.

1.6. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CT´S

Los centros de transformación objeto del presente proyecto serán prefabricados, empleando para su aparellaje celdas prefabricadas bajo envolvente metálica.

Las acometidas a los mismos serán subterráneas y el suministro de energía se efectuará a una tensión de servicio de 25 kV y una frecuencia de 50 Hz, siendo la Compañía Eléctrica suministradora de Electricidad Fecsa-Endesa.

Tipo de Centro de Transformación a instalar:

Centro de transformación Cistassa HU60992:	PFU-4
Centro de transformación Almunia HU60459:	PFU-4
Centro de transformación La balsa HU61499:	PFU-4

Centro de transformación Ariestolas Z71222:	PFU-4
Centro de transformación Codeta HU60910:	CTC
Centro de transformación Liesser HU61803:	CTC

Las celdas a emplear serán modulares de aislamiento y corte en hexafluoruro de azufre (SF_6).

1.7. OBRA CIVIL

1.7.1. Local

Los Centros estarán ubicados en una caseta o envolvente independiente destinada únicamente a esta finalidad. En ella se ha instalado toda la aparamenta y demás equipos eléctricos.

1.7.2. Edificios de transformación

El edificio prefabricado de hormigón está formado por las siguientes piezas principales: una que aglutina la base y las paredes, otra que forma la solera y una tercera que forma el techo. La estanquidad queda garantizada por el empleo de juntas de goma esponjosa.

Estas piezas son construidas en hormigón armado, con una resistencia característica de 300 kg/cm^2. La armadura metálica se une entre sí mediante latiguillos de cobre y a un colector de tierras, formando una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro.

Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10.000 Ω respecto de la tierra de la envolvente.

Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial será accesible desde el exterior.

En la base de la envolvente irán dispuestos, tanto en el lateral como en la solera, los orificios para la entrada de cables de Alta y Baja Tensión.

- Características de los Centros de Transformación tipo PFU-4.

Dimensiones exteriores

Longitud:	4480 mm
Fondo:	2380 mm
Altura:	3240 mm
Altura vista:	2780 mm
Peso:	12500 kg

Dimensiones interiores

Longitud:	4280 mm
Fondo:	2200 mm
Altura:	2550 mm

Dimensiones de la excavación

Longitud:	5260 mm
Fondo:	3180 mm
Profundidad:	560 mm

- Características de los Centros de Transformación tipo CTC:

Dimensiones exteriores

Longitud:	2170 mm
Fondo:	1330 mm
Altura:	2080 mm
Altura vista:	1600 mm
Peso:	4600 kg

Dimensiones interiores

Longitud:	1900 mm
Fondo:	1160 mm
Altura:	1480 mm

Dimensiones de la excavación

Longitud:	2550 mm
Fondo:	1710 mm
Profundidad:	480 mm

1.7.3. Cimentación

En este caso como los centros de transformación son prefabricados se realizará una excavación, cuyas dimensiones dependen del modelo seleccionado, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de unos 10 cm. de espesor.

La ubicación se realizará en un terreno que sea capaz de soportar una presión de 1 kg/cm², de tal manera que los edificios o instalaciones anexas al CT y situadas en su entorno no modifiquen las condiciones de funcionamiento del edificio prefabricado.

1.7.4. Solera, Pavimento y Cerramientos exteriores

Todos estos elementos están fabricados en una sola pieza de hormigón armado, según indicación anterior. Sobre la placa base, ubicada en el fondo de la excavación, y a una determinada altura se sitúa la solera, que descansa en algunos apoyos sobre dicha placa y en las paredes, permitiendo este espacio el paso de cables de MT y BT, a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

En el hueco para el transformador se disponen dos perfiles en forma de "U", que se pueden desplazar en función de la distancia entre las ruedas del transformador.

En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los agujeros para los cables de MT, BT y tierras exteriores.

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso a peatones, puertas de transformador y rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero galvanizado. Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de evitar aperturas intempestivas de las mismas y la violación del centro de transformación.

Los CT tendrán un aislamiento acústico de forma que no transmitan niveles sonoros superiores a los permitidos en las Ordenanzas Municipales y/o distintas legislaciones de la Comunidad Autónoma.

1.7.5. Cubierta

La cubierta está formada por piezas de hormigón armado, habiéndose diseñado de tal forma que se impidan las filtraciones y la acumulación de agua sobre ésta, desaguando directamente al exterior desde su perímetro.

1.7.6. Pinturas

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica o epoxy, haciéndolas muy resistentes a la corrosión causada por los agentes atmosféricos.

1.7.7. Varios

El índice de protección presentado por el edificio es:

- Edificio prefabricado: IP 23.
- Rejillas: IP 33.

Las sobrecargas admisibles son:

- Sobrecarga de nieve: 250 kg/m^2.
- Sobrecarga de viento: 100 kg/m^2 (144 km/h).
- Sobrecarga en el piso: 400 kg/m^2.

1.8. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

1.8.1. Red de alimentación

La red de la cual se alimentan los centros de transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 25 kV, nivel de aislamiento según (NTP-LSMT) de Fecsa-Endesa, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito máxima de la red de alimentación será de 500 MVA, según datos proporcionados por Fecsa-Endesa.

El conductor instalado en las derivaciones subterráneas de la LAMT, (D1 y D2) que dan suministro a los CTC (HU60910 y HU61803) será: **RHZ1-OL 18/30 kV 1x150 K AL+H16**

EL conductor instalado en los tramos de LSMT, (MZ1, ALM1, ALM2, ALM3, ALM4, ALM5) será: **RHZ1-OL 18/30 kV 1x240 K AL+H16**

1.8.2. Celdas

Las celdas son modulares con aislamiento y corte en SF_6, cuyos embarrados se conectan de forma totalmente apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc). La parte frontal incluye en

su parte superior la placa de características, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda y los accesos a los accionamientos del mando, y en la parte inferior se encuentran las tomas para las lámparas de señalización de tensión y panel de acceso a los cables y fusibles.

En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

El embarrado de las celdas estará dimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar.

Las celdas cuentan con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así su incidencia sobre las personas, cables o aparamenta del centro de transformación.

Los interruptores tienen tres posiciones: conectados, seccionados y puestos a tierra. Los mandos de actuación son accesibles desde la parte frontal, pudiendo ser accionados de forma manual o motorizada. Los enclavamientos pretenden que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.
- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa fontal ha sido extraída.

En las celdas de protección, los fusibles se montan sobre unos carros que se introducen en los tubos portafusibles de resina aislante, que son perfectamente estancos respecto del gas y del exterior. El disparo se producirá por fusión de uno de los fusibles o cuando la presión interior de los tubos portafusibles se eleve, debido a un fallo en los fusibles o al calentamiento excesivo de éstos, esta celda de protección también dispondrá de una bobina de disparo por temperatura del transformador, actuando sobre el ruptofusible.

Celdas a instalar en cada Centro de Transformación:

Centro de transformación Cistassa HU60992:	3 CML + 1 CMP-F
Centro de transformación Almunia HU60459:	2 CML + 1 CMP-F
Centro de transformación La balsa HU61499:	3 CML + 1 CMP-F
Centro de transformación Ariestolas Z71222:	2 CML + 1 CMP-F
Centro de transformación Codeta HU60910:	CTC
Centro de transformación Liesser HU61803:	CTC

Se han escogido las celdas modulares de ORMAZABAL tipo CGM.3, que cumplan con las características exigidas por la empresa suministradora en su NTP-CT.

Características	Valor asignado para 25 kV
Tensión asignada	36 kV
Nivel de aislamiento:	
Tensión soportada a impulso tipo rayo entre polos y entre éstos y masa	170 kV
Tensión soportada a 50 Hz entre polos y entre éstos y masa	70 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (Distancia de seccionamiento)	195 kV
Tensión soportada a 50 Hz (Distancia de seccionamiento)	80 kV
Frecuencia asignada	50 Hz
Corriente en servicio continuo de las celdas de línea y del embarrado.	630 A
Corriente en servicio continuo de la celda de transformador	200 A
Corriente admisible de corta duración	20 kA
Valor de cresta de la corriente admisible	50 kA
Pasatapas de conexión de la MT según norma UNE EN 50180	400 A
Pasatapas enchufables para transformadores según norma UNE-EN 50180	200 A

Tabla 1. Celdas de MT.

1.8.3. Transformadores de potencia

Los transformadores son trifásicos reductores de tensión, con neutro accesible en el secundario y refrigeración natural, el aislamiento será en aceite. Se dispone de una rejilla metálica para defensa del trafo, según norma GE FND001.

Tipos de trafos. Instalados en los diferentes CT`S:

CT Cistassa HU60992: 400 kVA (Aceite)
CT Almunia HU60459: 400 kVA (Aceite)
CT La balsa HU61499: 160 kVA (Aceite)
CT Ariestolas Z71222: 400 kVA (Aceite)
CT Codeta HU60910: 50 kVA (Aceite)
CT Liesser HU61803: 160 kVA (Aceite)

Características de los Trafos.

- Transformadores trifásicos de aceite Endesa GE FND001

Llenado integral con aceite mineral según normas Endesa. Conexión Dyn11, pasatapas MT enchufables, termómetro de esfera 2 contactos, pasabarras unipolar en BT, ruedas.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			36 kV: B_{036} B_{K36}									
POTENCIA ASIGNADA [kVA]			250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensión [kV]	Primaria		25									
Asignada (Ur) [V]	Secundaria en vacío		420									
Grupo de Conexión			Dyn11									
Pérdidas en Vacío- Po [W]		Lista B_{036}	650	930	1100	1300	1500	1700	2100	2600	3150	3800
Pérdidas en Carga- Pk [W]		Lista B_{K36}	3500	4900	5600	6500	8400	10500	13500	17000	21000	26500
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C			4.5	4.5	4.5	4.5	6	6	6	6	6	6
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]		Lista B_{036}	62	65	66	67	68	68	70	71	73	76
Caida de tensión a plena carga (%)		$\cos f=1$	1.49	1.32	1.21	1.13	1.22	1.22	1.25	1.24	1.22	1.23
		$\cos f=0.8$	3.72	3.62	3.55	3.50	4.47	4.47	4.49	4.48	4.47	4.47
Rendimiento (%)	CARGA 100%	$\cos f=1$	98.37	98.56	98.68	98.78	98.78	98.79	98.77	98.79	98.81	98.80
		$\cos f=0.8$	97.97	98.21	98.35	98.48	98.48	98.50	98.46	98.49	98.51	98.51
	CARGA 75%	$\cos f=1$	98.62	98.79	98.88	98.96	98.97	99.00	98.98	99.00	99.01	99.01
		$\cos f=0.8$	98.28	98.49	98.60	98.71	98.72	98.75	98.72	98.75	98.77	98.77

Tabla 2. Características trafos. de aceite cotradis (250-2500 kVA).

Llenado integral con aceite mineral según normas Endesa. Conexión Dyn11, pasatapas MT abiertos, termómetro de esfera 2 contactos, pasatapas BT de cerámicos, ruedas.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			36 kV: B_{036} B_{K36}			
POTENCIA ASIGNADA [kVA]			25	50	100	160
Tensión [kV]	Primaria		25			
Asignada (Ur) [V]	Secundaria en vacío		420			
Grupo de Conexión			Yzn11/Dyn11			
Pérdidas en Vacío- Po [W]		Lista B_{036}	115	190	320	460
Pérdidas en Carga- Pk [W]		Lista B_{K36}	900	1250	1950	2550
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C			4.5	4.5	4.5	4.5
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]		Lista B_{036}	50	52	56	59
Caida de tensión a plena carga (%)		$\cos f=1$	3.64	2.57	2.03	1.68
		$\cos f=0.8$	4.50	4.26	4.01	3.83
Rendimiento (%)	CARGA 100%	$\cos f=1$	96.10	97.20	97.78	98.15
		$\cos f=0.8$	95.17	96.53	97.24	97.70
	CARGA 75%	$\cos f=1$	96.79	97.67	98.15	98.45
		$\cos f=0.8$	96.02	97.11	97.69	98.06

Tabla 3. Características trafos. de aceite cotradis (25-160kVA).

1.8.4. Fusibles de MT

EL calibre de los fusibles se elegirá en función de la tensión de servicio de la red y de la potencia del transformador a proteger. Serán del tipo limitador asociados. Según norma UNE 21120.

Potencia del transformador	25 kV
160	10
400	25

Tabla 5. Calibre de los fusibles de MT.

1.8.5. Puente de cable MT

Los cables que constituyen el puente que une las celdas de MT y el transformador serán unipolares, de aislamiento seco para una tensión de aislamiento 18/30 kV y de 150 mm^2 de sección mínima, y se ajustarán a la norma GE DND001.

El conductor para realizar la unión entre la celda de protección y el trafo. en los Centros de Transformación tipo PFU-4 será:

RHZ1-OL 18/30 kV 3x1x150mm²

En el caso de los CTC´S el puente de MT al trafo., son los que alimentan en MT al CTC, que provienen del soporte de conversión y serán:

RHZ1-OL 18/30 kV 3x1x150mm²

Los terminales podrán ser convencionales o enchufables en función de las características de las celdas y del transformador. Sus características se ajustarán a las normas de Endesa.

Las conexiones de los puentes de media tensión según CT serán:

	Tipo conexión		
Centro de Transformación	Celda Línea	Celda Protección	Trafo (MT)
CT Cistassa HU60992	Atornillable	Enchufable	Enchufable
CT Almunia HU60459	Atornillable	Enchufable	Enchufable
CT La balsa HU61499	Atornillable	Enchufable	Porcelana
CT Ariestolas Z71222	Atornillable	Enchufable	Enchufable
CT Codeta HU60910			Porcelana
CT Liesser HU61803			Porcelana

Tabla 6 .Tipos de conectores de MT

- Características de los conectores, EUROMOLD:

CONECTORES ATORNILLABLES PARA PASATAPAS DE 630 A				
		Int. Nominal (A)	Tipo conector	Sección mm^2
Cable seco	Apantallado	630	M400TB	25-240

Tabla 7. Conectores atornillables.

CONECTORES ENCHUFABLES PARA PASATAPAS DE 400 A				
		Int. Nominal (A)	Tipo conector	Sección mm^2
Cable seco	Apantallado	400	M400LR	25-240

Tabla 8. Conectores enchufables.

- Características de los terminales de interior sistema hybrid.

TERMINALES DE INTERIOR PARA PASATAPAS ABIERTOS			
		Codigo	Sección mm^2
Cable seco	Apantallado	CHE - I 36KV	50-150

Tabla 9. Terminales interior.

1.8.6. Puentes de cable BT

La unión entre los bornes del transformador y el cuadro de protección de baja tensión se efectuará por medio de cables aislados unipolares del tipo RV 0,6/1 kV, que se ajustarán a lo especificado en la Norma GE CNL001. La instalación se efectuará en agrupaciones tetrapolares (R, S, T, N) formando haces.

Cuando por la intensidad a transportar sea necesario instalar varios cables en paralelo se aplicarán los coeficientes correctores indicados en la Tabla 8 de la ITC-BT, para agrupaciones de ternas dispuestas horizontalmente, separadas un diámetro y soportadas al aire (equivalente a bandeja perforada).

En el caso de los CTC los puentes de BT están realizados de fábrica.

Los puentes de cada Centro de Transformación tipo PFU-4, desde el trafo. a su BTV serán los siguientes:

	Número y sección de conducotres	
Centro de Transformación	Fase	Neutro
CT Cistassa HU60992	6x1x240mm^2	2x1x240mm^2
CT Almunia HU60459	6x1x240mm^2	2x1x240mm^2
CT La balsa HU61499	3x1x240mm^2	1x240mm^2
CT Ariestolas Z71222	6x1x240mm^2	2x1x240mm^2

Tabla 10. Puentes de BT según CT.

1.8.7. Cuadros de BT

El CT estará dotado de uno o varios cuadros modulares de distribución cuya función es la de recibir el puente de BT principal procedente del transformador y distribuirlo en un número determinado de circuitos individuales.

El Cuadro de BT constará de:

- Una unidad de seccionamiento sin carga, mediante puentes deslizantes, prevista para una intensidad de 1600 A.
- Un embarrado general, previsto para una intensidad de 1600 A.
- Cuatro bases portafusibles tripolares cerradas de 400 A, de formato vertical, seccionables unipolarmente en carga, capaces de recibir fusibles DIN de tamaño 2, estas bases se conectarán al embarrado general.
- Una salida protegida para alimentar los servicios auxiliares del CT.

Los cuadros cumplirán lo establecido en la Norma GE FNZ001, sus características más significativas serán las siguientes:

- Tensión asignada 440 V
- Corriente asignada del conjunto 1600 A
- Corriente asignada a las salidas 400 A
- Corriente de corta duración entre fases 12 kA
- Corriente de corta duración entre fases y neutro 7,5 kA
- Nivel de aislamiento a 50 Hz 10 kV
- Nivel de aislamiento a impulso tipos rayo 20 kV
- Salida para servicios auxiliares del CT 80 A
- Dispositivo de seccionamiento general 1600 A
- Bases portafusibles tripolares cerradas seccionables en carga tamaño.
- Bases portafusibles para servicios auxiliares UTE 32 A

Cada centro de Transformación dispondrá de una BTV.

1.8.8. Protección contra sobrecargas del transformador

Se efectuará mediante un termómetro provisto de indicador de máxima temperatura y contacto de disparo, que detecte la temperatura del medio refrigerante y, al alcanzar el valor de regulación, active la bobina de disparo del ruptofusible provocando la desconexión del transformador. El termómetro estará regulado a 95º C, de forma que el punto más caliente del bobinado no supere los 115º C.

1.8.9. Protección contra defectos internos

La protección contra defectos internos en el transformador se efectuará mediante fusibles de alto poder de ruptura (APR) de MT, cuya característica tiempo/corriente se ajustará a la Norma UNE 21120.

Los calibres a utilizar en los diferentes centros de transformación son en función de la potencia del trafo. y de la tensión de red de distribución, según Fecsa-Endesa son:

Centro de Transformación	Potencia (kVA)	Tensión (V)	Intensidad APR (A)
CT Cistassa HU60992	400	25	25
CT Almunia HU60459	400	25	25
CT La balsa HU61499	160	25	10
CT Ariestolas Z71222	400	25	25

Tabla 11. Calibre de los fusibles de MT.

1.8.10. Protección contra cortocircuitos externos

La protección contra cortocircuitos externos en el puente que une los bornes del secundario y el embarrado del cuadro de BT, estará asignada a los fusibles de MT.

Los cortocircuitos que puedan producirse en las líneas de BT que salen del centro de transformación en ningún caso deberán repercutir en el transformador, por lo cual el calibre de los fusibles que protejan las salidas

desde el cuadro de BT se dimensionarán en función de las características de la línea que alimentan.

Se considerará que existe selectividad entre los fusibles de MT y los BT, cuando referidas las intensidades a una misma tensión, se cumple que la curva superior de la característica del fusible de BT corta a la curva inferior de fusión del fusible de MT, en un punto, que corresponde a un tiempo inferior a 10 ms.

1.8.11. Protección contra sobretensiones en MT

Cuando el valor de las sobretensiones y su frecuencia aconsejen la protección contra sobretensiones de origen atmosférico, se instalarán pararrayos de óxido metálico según Norma UNE-EN 60099 y Norma GE AND015.

Se colocará un juego de pararrayos en el punto de transición de línea aérea a subterránea.

La conexión de la línea al pararrayos se hará mediante conductor desnudo de las mismas características que el de la línea, será lo más corta posible y en su trazado se evitarán las curvas pronunciadas.

Se instalarán autovalvulas en los apoyos nº1, nº19, nº35 y nº36.

Las autovalvulas serán poliméricas del pito INZP 30 kV 10 kA.

1.8.12. Servicios auxiliares

Para el alumbrado interior del CT se instalarán las fuentes de luz necesarias para conseguir al menos un nivel medio de iluminación de 150 lux, y existirán como mínimo dos puntos de luz. Los focos luminosos estarán dispuestos de tal forma que se mantenga la máxima uniformidad posible en la iluminación.

El circuito de alumbrado y servicios auxiliares se alimentará del embarrado general del cuadro de BT a través de cuatro cortacircuitos fusibles UTE.

Los puntos de luz se situarán de manera que pueda efectuarse la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos en tensión.

Los conductores que forman los circuitos serán del tipo H07V-K de cobre de 2,5 mm2 de sección, clase 5 y aislamiento termoplástico TI 1. Se instalarán en el interior de tubos aislantes.

Los interruptores del alumbrado estarán situados en la proximidad de las puertas de acceso con un piloto que indique su presencia. También podrán utilizarse interruptores finales de carrera.

La salida de servicios auxiliares alimentará el circuito de protección contra sobrecargas en el transformador.

La iluminación viene realizada de fábrica tanto para los CTC como para los PFU-4.

1.8.13. Instalación de puesta a tierra

El CT estará provisto de una instalación de puesta a tierra, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en el propio CT. Esta instalación de puesta a tierra, complementada con los dispositivos de interrupción de corriente, deberá asegurar la descarga a tierra de la intensidad homopolar de defecto, y contribuir a la eliminación del riesgo eléctrico, debido a la aparición de tensiones peligrosas, en el caso de contacto con las masas que puedan ponerse en tensión. Será independiente de la tierra del edificio.

La instalación de puesta a tierra estará formada por dos circuitos, el de protección y el de servicio, a los cuales se conectarán los diferentes elementos del CT.

Circuito de Protección

Se conectarán al circuito de protección los siguientes elementos:

- Masas de MT y BT.
- Envolturas o pantallas metálicas de los cables.
- Pantallas o enrejados de protección.
- Armaduras metálicas interiores del edificio prefabricado.
- Soportes de cables de MT y de BT.
- Cuba metálica de los transformadores.
- Pararrayos de AT.
- Bornes de tierra de los detectores de tensión.
- Bornes para la puesta a tierra de los dispositivos portátiles de puesta a tierra.
- Tapas y marco metálico de los canales de cables.

Circuito de Servicio

Se conectarán al circuito de servicio el neutro del transformador o transformadores.

Tierras únicas

Cuando la tensión de defecto a tierra en el CT no sea superior a 1000 V se conectarán, a una instalación de tierra general los circuitos de protección y de servicio.

Tierras separadas

Cuando la tensión de defecto a tierra en el CT sea superior a 1000 V, el circuito de puesta a tierra de protección del CT, y el de servicio (neutro del transformador), estarán separados entre sí.

Diseño de la instalación de tierras

Para diseñar la instalación de puesta a tierra se utilizará el Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría publicado por UNESA, como procedimiento para el cálculo y valoración de las tensiones de paso y de contacto de la instalación de puesta a tierra del CT.

Los parámetros que se aplicarán para el cálculo de la puesta a tierra serán los siguientes:

- Tensión de la red :

  25.000 V

- Tipo de conexión de puesta a tierra del neutro :

  Neutro conectado a tierra en zig-zag, con una reactancia de 25 Ω.

- Nivel de aislamiento de la BT en el CT: 10 kV (tomado del supuesto de sistema con tierras separadas, por ser el más desfavorable).
- Tensión máxima soportada por las instalaciones conectadas a la red de BT: 1.000V
- Protecciones de línea con relé de curva de actuación extremadamente inversa, (relé a tiempo dependiente):
  - Constante K`=24
  - Curva n`=2 (extremadamente inversa).
  - Corriente de arranque de las protecciones 60 A.
- Intensidad de defecto máxima permitida por E.S.E.: 500 A (25 kV)

Construcción de la instalación de tierra

El CT estará rodeado perimetralmente por un anillo conductor, de forma cuadrada o rectangular, instalado a una profundidad no inferior a 0,5 m, que actuará de electrodo. Cuando sea preciso, se complementará con un número suficiente de picas para conseguir la resistencia de tierra prevista. En los CT en el interior de edificios o en aquellos en que no sea posible adoptar la forma de anillo, se adoptará la disposición lineal complementada con picas verticales.

En el caso de emplear electrodos formados por picas, la separación entre éstas, no será inferior a 1,5 veces la longitud de las picas.

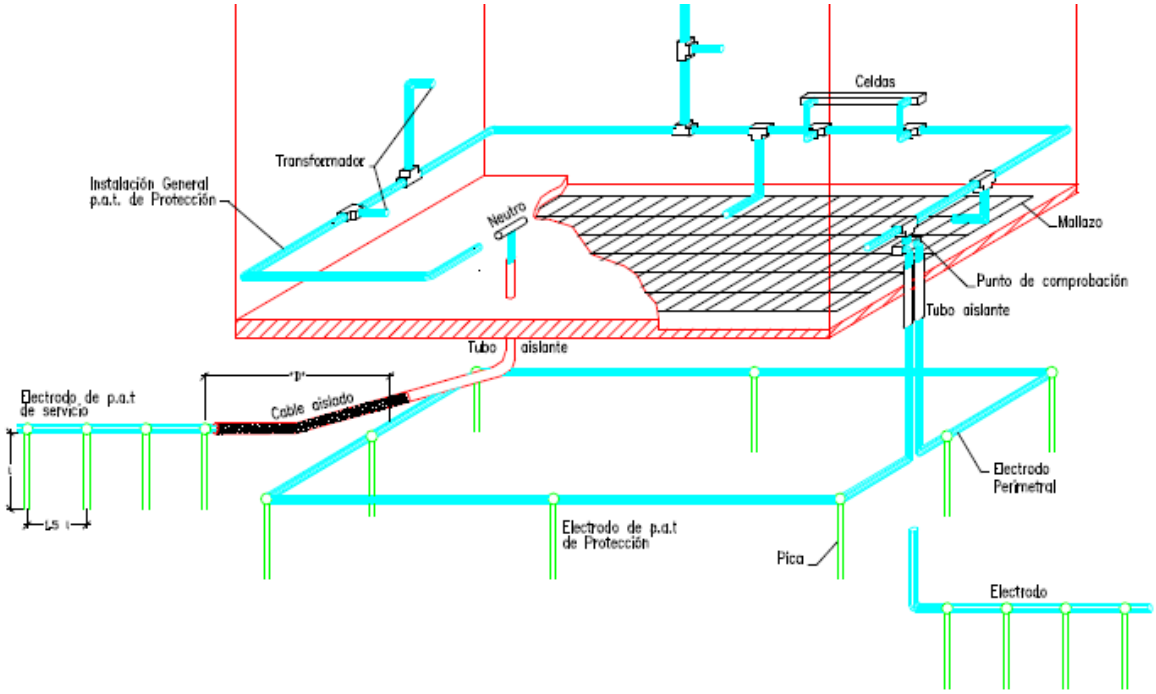


Figura 1. Instalación de puesta a tierra.

En la instalación de puesta a tierra de masas y elementos a ella conectados, se cumplirán las siguientes condiciones:

a) Llevarán bornes accesibles para la medida de la resistencia de tierra.

b) Cada electrodo se unirá al conductor de línea de tierra.

c) Todos los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra estarán protegidos adecuadamente contra deterioros por acciones mecánicas o de cualquier otra índole.

d) Los elementos conectados a tierra no estarán intercalados en el circuito como elementos eléctricos en serie, sino que su conexión al mismo se efectuará mediante derivaciones individuales.

e) No se unirá a la instalación de puesta a tierra ningún elemento metálico situado en los paramentos exteriores del CT.

En el caso de sistemas de puesta a tierra separados, ambos estarán separados entre sí una distancia no inferior a la calculada mediante la ecuación indicada en el apartado correspondiente.

La línea de tierra de servicio (neutro de BT) conectará a la barra general de neutro del cuadro de BT.

Los circuitos de puesta a tierra de neutro, cumplirán las condiciones a) y c).

Electrodos de puesta a tierra

Los electrodos de puesta a tierra podrán ser:

- Conductores enterrados horizontalmente: Cable de cobre C-50.
- Combinación de picas, de acuerdo con la norma GE NNZ035 y UNE 21056, y conductores horizontales.

Las picas se hincarán verticalmente de forma que la parte superior quede a una profundidad no inferior a 0,5 m.

En terrenos donde se prevean heladas, se aconseja una profundidad mínima de 0,8 m.

Los electrodos horizontales se enterrarán a una profundidad igual a la de la parte superior de las picas hincadas en el terreno.

Líneas de puesta a tierra

La línea que une los electrodos entre sí y éstos con la instalación de puesta a tierra del CT, serán de conductor de cobre de 50 mm^2 de sección.

En el caso de tierras separadas, la línea de tierra del neutro estará aislada en todo su trayecto hasta el punto de conexión al electrodo, con un nivel de aislamiento de 10 kV eficaces en ensayo de corta duración (1 minuto) a 50 Hz y de 20 kV a impulso tipo rayo 1,2/50 μs.

Instalación de puesta a tierra

Los circuitos de protección y de servicio que constituyen la instalación de puesta a tierra en su conjunto tendrán las siguientes características:

- Las picas de puesta a tierra tendrán los siguientes requisitos mínimos: 2 m de longitud, 14 mm de diámetro y 300 μm de espesor de recubrimiento de cobre.
- El conductor será de cobre sin aislar de 50 mm^2, en forma de varilla o cable semirrígido.
- El recorrido de la línea que constituye el circuito de protección será rectilíneo y paralelo o perpendicular al suelo del CT.
- La fijación de la línea a los paramentos y soportes se realizará mediante abrazaderas apropiadas de modo que el conductor quede ligeramente separado de la pared en todo su recorrido.
- La instalación en todo su recorrido será revisable visualmente.
- Se unirán al circuito de protección todos los elementos indicados anteriormente.
- La conexión de las derivaciones a la instalación general y de aquellas al elemento a conectar a tierra, se realizará mediante piezas de conexión por apriete mecánico, cuyas características se ajustarán a la Norma UNE 21021.
- La conexión de la línea de puesta a tierra al circuito de protección, se realizará en un punto. La conexión será desmontable y estará diseñada de forma que permita la medición de la resistencia del electrodo y la inserción de una pinza amperimétrica para la medición de la corriente de fuga o la continuidad del bucle.
- La pletina de puesta a tierra de las celdas de MT, se conectará al circuito de protección por lo menos por dos puntos.
- La cuba del transformador se conectará al circuito de protección, por lo menos, en dos puntos.

- Las pantallas de protección que sean movibles estarán provistas de una conexión flexible de manera que, en cualquier posición, se mantengan unidas eléctricamente al circuito de protección.
- El mallazo equipotencial se conectará al circuito de protección, en dos puntos.
- La envolvente del cuadro de BT estará unida al circuito de protección mientras la pletina de conexión del neutro de BT lo estará al de servicio.
- En condiciones normales de explotación no será posible acceder simultáneamente a las tierras de protección y a las de servicio.

Medidas adicionales de seguridad para las tensiones de paso y contacto

El valor de las resistencias de puesta a tierra de protección y de servicio será tal que, en caso de defecto, las tensiones máximas de paso y contacto no alcancen los valores peligrosos considerados en el RAT. Si esto no fuera posible, podrán adoptarse medidas de seguridad adicionales que adecuen los valores de las tensiones admisibles de paso y de contacto en el interior y en el exterior del CT.

Las medidas pueden ser las siguientes:

- Recubrir con material aislante el pavimento interior del CT.
- Construir una acera perimetral o en la zona de accesos que aporte una elevada resistividad superficial, incluso después de haber llovido.

1.9. SEÑALIZACIÓN Y MATERIAL DE SEGURIDAD

Los CT cumplirán las siguientes prescripciones:

- Las puertas de acceso al CT llevarán el cartel con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico, según las dimensiones y colores que especifica la recomendación AMYS 1.410, modelo CE-14 con rótulo adicional *Alta Tensión. Riesgo eléctrico.*
- En el exterior y en el interior del CT, figurará el número de identificación del CT. La identificación se efectuará mediante una placa normalizada por la empresa distribuidora.
- En las puertas y pantallas de protección se colocará la señal triangular distintiva de riesgo eléctrico, según las dimensiones y colores que especifica la recomendación AMYS 1.410, modelo AE-10.
- Las celdas prefabricadas de MT y el cuadro de BT llevarán también la señal triangular distintiva de riesgo eléctrico adhesiva, equipada en fábrica.
- La señal CR 14 de Peligro Tensión de Retorno se instalará en el caso de que exista este riesgo.
- Salvo que en los propios aparatos figuren las instrucciones de maniobra, en el CT, y en lugar correspondiente, habrá un cartel con las instrucciones citadas.

- Los aparatos de maniobra de la red y de los transformadores estarán identificados con el número que les corresponda, en relación con su posición en el circuito general de la red.
- El CT estará provisto de una banqueta aislante de maniobra para MT.
- En un lugar bien visible del interior del CT se situará un cartel con las instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente, y su contenido se referirá a la respiración boca a boca y masaje cardíaco. Su tamaño será como mínimo UNE A-3.
- También se pondrá cualquier otra señalización que la empresa distribuidora considere oportuna para mejorar la operación y la seguridad de sus instalaciones, como "las cinco reglas de oro", etc..

CAPITULO V: RESUMEN DE PRESUPUESTO

1.1.- LÍNEA AÉREA MEDIA TENSIÓN	
Línea aérea media tensión	180.781,10 €
TOTAL	**180.781,10 €**
1.2.- LÍNEA SUBTERRÁNEA MEDIA TENSIÓN	
Línea subterránea media tensión	167.412,95 €
TOTAL	**167.412,95 €**
1.3.- CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	
Centro de transformación HU60910	15.022,00 €
Centro de transformación HU61803	17.692,00 €
Centro de transformación HU60992	57.329,00 €
Centro de transformación HU60459	52,549,00 €
Centro de transformación HU61499	52.389,00 €
Centro de transformación Z71222	52.354,00 €
TOTAL	**194.786,00 €**
TOTAL PARCIALES	**542.980,05 €**
13% Gastos generales	70.587,41 €
6% Beneficio industrial	32.578,80 €
TOTAL BRUTO	**646.146,26 €**
18% I.V.A.	116.306,33 €
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	**762.452,59 €**

Asciende el presente Presupuesto de "PROYECTO DE LÍNEA ALMUNIA Y DISTRIBUCIÓN EN MT EN EL NÚCLEO URBANO DE ALMUNIA DE SAN JUAN (PROVINCIA DE HUESCA)" a la expresada cantidad de:

"SETECIENTOS SESENTA Y DOS MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y DOS EUROS CON CINCUENTA Y NUEVE CENTIMOS."

CAPITULO VI: CONCLUSIONES

Con lo expuesto y con los anexos y planos que se adjuntan, se considera suficientemente descrita la instalación a realizar, solicitando las autorizaciones administrativas previstas en la legislación vigente para su instalación y puesta en servicio.

Zaragoza, Junio de 2.011
El Ingeniero Técnico Eléctrico

Jose Antonio Oncins Balellou.

ANEXOS

1. PREVISIÓN DE POTENCIAS

En el núcleo urbano existen cuatro centros de transformación, la suma de la potencia en estos centros de transformación es de 1360 kVA.

En la línea aérea de alimentación al núcleo urbano existen dos derivaciones una para alimentar a una granja mas una vivienda con un CTC de 50 kVA y la otra para una fabrica con un CTC de 160 kVA.

1.1. POTENCIA INSTALADA

Reparto de potencias en los diferentes centros de transformación.

Potencia instalada en las derivaciones de la LAMT:

Derivación Codeta HU60910 (granja):	50 kVA
Derivación Liesser HU61803 (fabrica):	160 kVA

Potencia instalada en el núcleo urbano:

Centro de transformación Cistassa HU60992:	400 kVA
Centro de transformación Almunia HU60459:	400 kVA
Centro de transformación La balsa HU61499:	160 kVA
Centro de transformación Ariestolas Z71222:	400 kVA
Potencia total instalada en el núcleo urbano:	**1360 kVA**

La potencia total que deberá de transportar la LAMT será la suma de las derivaciones mas la potencia instalada en el núcleo urbano, así que la potencia total a transportar será de 1570 kVA.

Potencia total a transportar por la LAMT	**1570 kVA**

1.1. TRAMOS DE LA LÍNEA Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Los tramos de Línea Principal de Media Tensión "Línea Almunia", son los siguientes:

- MZ1: Tramo de línea subterráneo desde las protecciones de subestación hasta la conversión aéreo subterránea de salida (apoyo nº1).
- MZ2: Tramo de línea aérea entre la conversión a la salida de la Subestación Cinca (apoyo nº1) y la derivación 1 (apoyo nº19).
- MZ3: Tramo de línea aérea existente entre la derivación 1, (apoyo nº19) y la derivación 2 (apoyo nº35).
- MZ4: Tramo de línea aérea entre la derivación 2 (apoyo nº35) y el apoyo fin de línea (apoyo nº36), situado al lado del CT Cistassa HU60992.

Tramos de línea en el interior del casco urbano y derivaciones (LSMT):

- D1: Derivación 1, tramo subterráneo desde el apoyo nº19 hasta el CTC HU60910.
- D2: Derivación 2, tramo subterráneo desde el apoyo nº35 hasta el CTC HU61803.
- AL1: Tramo subterráneo entre el apoyo fin de línea nº36 y el CT HU60992.
- AL2: Tramo subterráneo entre CT HU60992 y el CT HU60459.
- AL3: Tramo subterráneo entre CT HU60459 y el CT HU61499.
- AL4: Tramo de línea subterráneo entre CT HU61499 y el CT Z71222.
- AL5: Tramo de línea subterránea entre el CT Z71222 y el CT HU60992.

2. LINEA AEREA DE MEDIA TENSIÓN

2.1. CÁLCULO ELÉCTRICO DE CONDUCTORES

2.1.1. Datos de partida

Los datos principales para los cálculos eléctricos son:

- Tensión nominal: 25kV.
- Cosφ = 0,8.
- Altitud < 500m.
- Línea de tercera categoría.

Longitudes de tramos:

TRAMOS	Tensión (kV)	Longitud (m)	Potencia (kVA)	Intensidad (A)
MZ2	25	3087	1570	36,30
MZ3	25	2900	1520	35,14
MZ4	25	140	1360	31,45

Tabla 1. Características de los tramos.

La Línea Aérea de Media Tensión "Línea Almunia", está formada por los tramos MZ2, MZ3 y MZ4.

2.1.2. Selección del conductor

a) Sección del conductor

Para calcular la sección del conductor utilizaremos la formula:

$$S = \frac{\rho \,.L\,.P}{u\,.U} \quad (1)$$

Donde:

ρ = Resistividad de Al-Ac = 0,0338

U = Tensión nominal (V).

P = Potencia (W).

L = Longitud de la línea (m).

u = Caída de tensión (V).

$$u = \frac{x\,.U}{100} \quad (2)$$

Siendo:

x = Porcentaje de la caída de tensión (x < 5%).

u = (5 . 25000) / 100 = 1250 V

TRAMOS	S calculada (mm2)	S instalada (mm2)	Designación
MZ2	4,17	116,2	94AL1/22-ST1A (LA 110)
MZ3	3,87	116,2	94AL1/22-ST1A (LA 110)
MZ4	0,16	116,2	94AL1/22-ST1A (LA 110)

Tabla 2. Sección LAMT.

Según las NTP de Fecsa-Endesa, los conductores mínimos a instalar en líneas aéreas de tercera categoría en las líneas principales será LA 110, así que el conductor instalado será: (LA-110), 94-AL1/22-ST1A

Las características del conductor a instalar son:

(LA-110) 94-AL1/22-ST1A

Designación UNE:	LA-110
Sección total (mm2)	116,2
Diámetro total (mm)	14
Composición (Nº de alambres Al/Ac):	30 + 7
Peso del conductor (Kg/m)	0,433
Carga de rotura (Kg)	4400
Modulo elástico (Kg/mm2)	8200
Coeficiente de dilatación lineal (ºC-1)	0,0000178
Resistencia eléctrica a 20º C (Ω/Km)	0,307
Reactancia kilométrica: (ohm/Km)	0,389
Intensidad admisible (A)	314

b) Intensidad máxima admisible

La corriente máxima que puede circular por el cable LA-110 (94-AL1/22-ST1A) elegido, teniendo en cuenta que tiene una sección de 116,2 mm^2, es de:

$$I_{máx} = D_{máx\ adm..} * S * nº_{conductores/fase} \qquad (3)$$

Siendo:

I = Intensidad de corriente máxima en A.

S = Sección del conductor (mm^2)

$D_{máx.adm.}$ *= Densidad de corriente máxima soportada por el cable (*A/mm^2).

Entonces:

$$\mathbf{I_{máx}} = 2{,}7302 A/mm^2 * 116{,}2mm * 1 = \mathbf{317{,}2443\ A > 36{,}30\ A}$$

c) Potencia máxima a transportar

La máxima potencia que se puede transportar por esta línea, atendiendo al tipo de conductor usado es de:

$$P_{máx} = \sqrt{3} * V * \cos\varphi * I_{máx} \qquad (4)$$

Siendo:

P = Potencia en kW.

V = tensión en kV.

Cosφ = Factor de potencia.

Entonces:

$$\mathbf{P_{máx}} = \sqrt{3} * 0{,}8 * 25000 * 317{,}2443 = \mathbf{10990\ kW > 1962{,}5\ kW}$$

2.1.3. Armados de la línea

La distancia a tener en cuenta entre los conductores, en los apoyos será en función de estos.

Armados instalados en la línea:

Tipo N

Tipo	Distancias		
	a (m)	b (m)	c (m)
N0	1	1,2	1,25
N1	1,25	1,2	1,5
N2	1,5	1,8	1,75

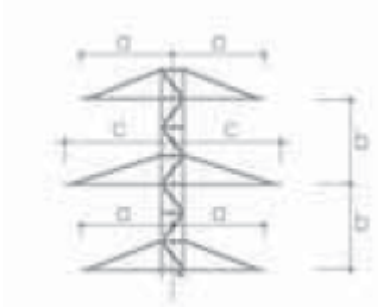
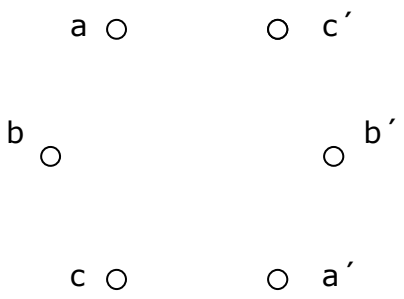


Tabla 3. Armado imedexsa tipo N.

Este tipo de armado N2 lo instalaremos en la parte de la línea principal en que tenemos tanto el circuito de la Línea Almunia como el circuito de la Línea Binefar 2 (no es objeto del proyecto), pero para los cálculos de los apoyos nº 1 al 5 la tendremos en cuenta ya que ambos circuitos están en el mismo apoyo.

La distribución de los conductores en el tramo en que coinciden ambas líneas es la siguiente, ya que con esta distribución aumentamos el Radio Medio Geométrico con lo que disminuimos la inducción.

Tipo N2



Distribución de conductores (apoyo nº1 –nº5), armado tipo N2.

Tipo S

Tipo	Distancias		
	a (m)	b (m)	c (m)
S0	1	1,2	1,25
S1	1,25	1,2	1,5
S2	1,5	1,2	1,75

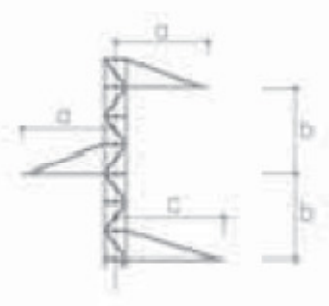


Tabla 4. Armado imedexsa tipo S.

El armado a instalar en la línea principal desde el apoyo nº 6 (incluido) hasta el fin de línea nº 36 será del tipo S2, exceptuando los apoyos en los que existen las conversiones A/S para las derivaciones.

La disposición de los conductores será:

Tipo S2

a ○

b ○

c ○

Tipo L

Tipo	a (m)
L0	1
L1	1,25
L2	1,5
L3	1,75
L4	2

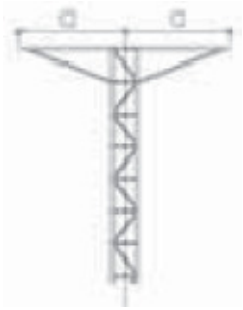


Tabla 5. Armado imedexsa tipo L.

El armado tipo L2 los instalaremos en los apoyos número (19, 35, 36), en los cuales existirá aparamenta y la conversión A/S.

En los apoyos tipo L2 la disposición de los conductores será:

b ○ a ○ c ○

2.1.4. Constantes eléctricas de la línea

A. <u>Resistencia</u>

Puesto que la corriente que va a circular por los conductores es alterna y la temperatura a la que podrán estar sometidos los conductores es muy superior a los 20ºC, los valores de resistencia de los fabricantes hay que corregirlos.

Teniendo en cuenta el efecto Kelvin, se incrementara la resistencia en un 0,3%.

$$R'_{20ºc} = 1{,}003 \cdot r_{20ºc} \qquad (5)$$

Teniendo en cuenta la resistencia a 75ºC:

$$R_{75ºc} = R'_{20ºc} (1 + \alpha . A\theta) \qquad (6)$$

Donde:

Aθ = Incremento de temperatura ºC.

α = Coeficiente que mide la variación de la resistencia con la temperatura $ºC^{-1}$.

Para el aluminio α = 0,00345$ºC^{-1}$.

Por tanto la resistencia total de cada tramo será:

$$R = R_{75ºc} \cdot L \qquad (7)$$

La resistencia del conductor instalado será:

Conductor	R(20ºC) (Ω/Km)	R´(20ºC) (Ω/Km)	R(75ºC) (Ω/Km)
94AL1/22-ST1A (LA 110)	0,307	0,307921	0,366

Tabla 6. Resistencia.

B. <u>Inductancia</u>

La distancia a tener en cuenta entre los conductores, en los apoyos será en función de los armados instalados.

Armado tipo N2

Por tanto la distancia media geométrica será:

$$DMG = \sqrt[3]{Dab \cdot Dbc \cdot Dca} \qquad (8)$$

$$Dab = \sqrt[4]{Dab \cdot Dab' \cdot Da'b \cdot Da'b'} \qquad (9)$$

$$Dbc = \sqrt[4]{Dbc \cdot Db'c \cdot Dbc' \cdot Db'c'} \qquad (10)$$

$$Dca = \sqrt[4]{Dca \cdot Dc'a \cdot Dca' \cdot Dc'a'} \qquad (11)$$

Sustituyendo valores:

Dab = 2,59 m Dbc = 2,59 m Dca = 3,28 m

Así que la Distancia Media Geométrica en el tramo desde el apoyo nº 1 hasta el nº 5 será:

$$DMG = 2,8 \text{ m}$$

El Radio Medio Geométrico se calculara con la siguiente expresión:

$$RMG = \sqrt[6]{Daa' \cdot Dbb' \cdot Dcc'} \cdot \sqrt{r'} \qquad (12)$$

Siendo:

r´= Radio medio geométrico del conductor trenzado.

$r' = r\, e^{-1/4}$

Siendo que tanto para la Línea Almunia tanto como para la Línea Binefar 2 el conductor a instalar es (LA 110), 94-AL1/22-ST1A, el diámetro del conductor es de 14 mm.

Sustituyendo valores el RMG en el tramo desde apoyo nº1 hasta apoyo nº 5 será:

$$RMG = 0,15 \text{ m}$$

Por tanto el coeficiente de inducción será:

$$L = \frac{\mu}{2 . \pi} \ln \frac{DMG}{RMG} \qquad (13)$$

$\mu = 4 . \pi . 10^{-7}$ H/m (Permeabilidad absoluta del medio)

$\mu = \mu_r . \mu_0$ (Permeabilidad magnética del vacío)

$\mu_r = 1$ (Permeabilidad relativa del medio)

Sustituyendo valores obtenemos un coeficiente de inducción entre conductores en el tramo entre apoyos nº1 y nº5 de:

$$L_{N2} = 0{,}5853 \text{ mH/Km}$$

La reactancia de autoinducción será:

$$X_{N2} = L_{N2} . w = 0{,}1838 \ \Omega/\text{Km}$$

Armado tipo S2

Por tanto la distancia media geométrica será:

$$DMG = \sqrt[3]{Dab . Dbc . Dca} \qquad (14)$$

Sustituyendo valores obtenemos la Distancia Media Geométrica para este tipo de armado:

$$DMG = 2{,}386 \text{ m}$$

El Radio Medio Geométrico lo calcularemos con la siguiente fórmula:

$$RMG = \sqrt[3]{Daa . Dbb . Dcc} \qquad (15)$$

Siendo Daa = Dbb = Dcc = r´.

El conductor a instalar es (LA-110), 94-AL1/22-ST1A, el diámetro del conductor es de 14 mm.

RMG = r´ = r . $e^{-1/4}$ = 5,45 mm

r´= radio ficticio.

Por tanto el coeficiente de inducción será:

$$L = \frac{\mu}{2 . \pi} \ln \frac{DMG}{RMG} \qquad (16)$$

$\mu = 4 . \pi . 10^{-7}$ H/m

Sustituyendo valores obtenemos un coeficiente de inducción entre conductores en el tramo entre apoyos nº6 y nº35 de:

$$L_{S2} = 1{,}216 \text{ mH/Km}$$

La reactancia de autoinducción será:

$$X_{S2} = L_{S2} \cdot w = 0{,}3821\ \Omega/Km$$

Armado tipo L2

Por tanto la distancia media geométrica será:

$$DMG = \sqrt[3]{Dab \cdot Dbc \cdot Dca} \qquad (17)$$

Sustituyendo valores obtenemos la Distancia Media Geométrica para este tipo de armado:

$$DMG = 1{,}89\ m$$

El Radio Medio Geométrico lo calcularemos con la siguiente fórmula:

$$RMG = \sqrt[3]{Daa \cdot Dbb \cdot Dcc} \qquad (18)$$

Siendo Daa = Dbb = Dcc = r´.

El conductor a instalar es (LA-110), 94-AL1/22-ST1A, el diámetro del conductor es de 14 mm.

RMG = r´ = r . $e^{-1/4}$ = 5,45 E-3 m.

Por tanto el coeficiente de inducción será:

$$L = \frac{\mu}{2 \cdot \pi} \ln \frac{DMG}{RMG} \qquad (19)$$

$\mu = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ H/m

Sustituyendo valores obtenemos un coeficiente de inducción entre conductores en el tramo entre apoyos nº35 y nº36:

$$L_{L2} = 1{,}67\ mH/Km$$

La reactancia de autoinducción será:

$$X_{L2} = L_{L2} \cdot w = 0{,}367\ \Omega/Km$$

C. Susceptancia

La capacidad suele ser despreciable en líneas de menos de 80 Km, como es este caso, pero vamos a calcularla usando la siguiente formula, la susceptancia depende de los conductores y de la separación entre ellos.

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \xi}{\ln \frac{DMG}{RMG}} \qquad (20)$$

ξ_0 = Permitividad del espacio libre ($8{,}85 \cdot 10^{-12}$ F/m)

ξ_r = Permitividad relativa (1)

$\xi = \xi_r \cdot \xi_0$

Hay que tener en cuenta que el radio en este caso para la capacidad es el radio real, no el ficticio como en el caso de la inductancia.

Armado tipo N2

Para este caso la distancia media geométrica será:

$$DMG = \sqrt[3]{Dab \,.\, Dbc \,.\, Dca} \qquad (21)$$

$$Dab = \sqrt[4]{Dab \,.\, Dab' \,.\, Da'b \,.\, Da'b'} \qquad (22)$$

$$Dbc = \sqrt[4]{Dbc \,.\, Db'c \,.\, Dbc' \,.\, Db'c'} \qquad (23)$$

$$Dca = \sqrt[4]{Dca \,.\, Dc'a \,.\, Dca' \,.\, Dc'a'} \qquad (24)$$

Sustituyendo valores:

Dab = 2,59 m Dbc = 2,59 m Dca = 3,28 m

Así que la Distancia Media Geométrica en el tramo desde el apoyo nº1 hasta el nº5 será:

$$DMG = 2{,}8 \text{ m}$$

El Radio Medio Geométrico se calculara con la siguiente expresión:

$$RMG = \sqrt[6]{Daa' \,.\, Dbb' \,.\, Dcc'} \,.\, \sqrt{r} \qquad (25)$$

Siendo:

r=Radio real.

Siendo que tanto para la Linea Almunia tanto como para la Linea Binefar 2 el conductor a instalar es (LA-110), 94-AL1/22-ST1A, el diámetro del conductor es de 14 mm.

Sustituyendo valores el RMG en el tramo desde apoyo nº1 hasta apoyo nº 5 será:

$$RMG = 0{,}17 \text{ m}$$

Por tanto la capacidad será:

$$C = \frac{2 \,.\pi\, \xi}{\ln \frac{DMG}{RMG}} \qquad (26)$$

Sustituyendo valores:

$$C_{N2} = 19{,}75 \text{ nF/Km}$$

La susceptancia será:

$$B_{N2} = C_{N2} \,.\, w = 6{,}267 \text{ μS/Km}$$

Armado tipo S2

La distancia media geométrica en este caso será:

$$DMG = \sqrt[3]{Dab \,.\, Dbc \,.\, Dca} \qquad (27)$$

Sustituyendo valores obtenemos la Distancia Media Geométrica para este tipo de armado:

DMG = 2,386 m

El Radio Medio Geométrico lo calcularemos con la siguiente fórmula:

$$RMG = \sqrt[3]{Daa \,.\, Dbb \,.\, Dcc} \qquad (28)$$

Siendo Daa = Dbb = Dcc = r.

El conductor a instalar es (LA-110), 94-AL1/22-ST1A, el diámetro del conductor es de 14 mm.

RMG = r = 7 mm

r= radio real.

Por tanto la capacidad en los apoyos con armado tipo S2, será:

$$C = \frac{2 \,.\pi\, \xi}{\ln \frac{DMG}{RMG}} \qquad (29)$$

Sustituyendo valores obtenemos:

$$C_{S2} = 9{,}535 \text{ nF/Km}$$

La susceptancia será:

$$B_{S2} = C_{S2} \,.\, w = 2{,}995 \text{ μS/Km}$$

Armado tipo L2

Por tanto la distancia media geométrica será:

$$DMG = \sqrt[3]{Dab \,.\, Dbc \,.\, Dca} \qquad (30)$$

Sustituyendo valores obtenemos la Distancia Media Geométrica para este tipo de armado:

DMG = 1,89 m

El Radio Medio Geométrico lo calcularemos con la siguiente fórmula:

$$RMG = \sqrt[3]{Daa \,.\, Dbb \,.\, Dcc} \qquad (31)$$

Siendo Daa = Dbb = Dcc = r.

El conductor a instalar es (LA-110), 94-AL1/22-ST1A, el diámetro del conductor es de 14 mm.

RMG = r = 7 mm

Por tanto el coeficiente de inducción será:

$$C = \frac{2 \,.\pi\, \xi}{\ln \frac{DMG}{RMG}} \qquad (32)$$

Sustituyendo valores obtenemos una capacidad entre conductores en el tramo entre el apoyo nº35 y nº36:

$$C_{L2} = 9{,}93 \text{ nF/Km}$$

La reactancia de autoinducción será:

$$B_{L2} = C_{L2} \cdot w = 3{,}12 \text{ μS/Km}$$

D. Conductancia

La conductancia se divide en dos efectos mayoritarios, que son la conductancia de aislamiento y el efecto corona.

- **Pérdidas debidas a la conductancia de aislamiento:**

$$P_{conducción} = \text{nº aisladores} \cdot \text{Pérdidas estimadas} \qquad (33)$$

El número de aisladores U 70 BS instalados en la línea asciende a 495.

Vamos a suponer que la perdida estimada por aislador es de 8 W.

Aplicando la formula anterior obtenemos unas pérdidas por conducción de 3,690 kW.

Que por fase serán: 1,320 kW.

Por lo tanto la potencia perdida por fase y kilometro es de:

0,21 kW/Km. fase

Distancia total de la Línea Almunia: 6,127 Km.

- **Efecto corona**

Este fenómeno de conducción se presenta a causa de la ionización que se produce como consecuencia del gradiente de campo eléctrico que aparece en la superficie del conductor, en este tipo de líneas es difícil que suceda.

Para calcular la tensión crítica disruptiva de fase usaremos la siguiente fórmula:

$$Uc = \frac{30}{\sqrt{2}} \cdot mc \cdot mt \cdot r \cdot \delta \cdot \ln \frac{DMG}{r} \qquad (34)$$

Donde:

m_c = Coeficiente del conductor empleado, en nuestro caso 0,83 (cables formados por hilos).

m_t = Coeficiente medioambiental.

m_t = 1, (aire seco).

m_t = 0,8 (aire húmedo o contaminación).

r = Radio del conductor en cm.

δ = Densidad relativa del aire.

$$\delta = \frac{(25+273)[K]}{760\ [mmHg]} \cdot \frac{h\ [mmHg]}{(273+\theta)\ [K]} \qquad (35)$$

θ = 15 ºC.

DMG = Distancia media geométrica de la línea.

La comprobación que deberemos de realizar, es que la tensión crítica disruptiva (Uc) sea mayor a la tensión de fase máxima en condiciones normales (U_{mf}).

$U_c > U_{mf}$ No se produce efecto corona.

Para esta líneas $U_{mf} = \frac{30\ KV}{\sqrt{3}} = 17{,}321\ KV$

Armado tipo N2

Para este caso la distancia media geométrica será:

$$DMG = \sqrt[3]{Dab\,.\,Dbc\,.\,Dca} \qquad (36)$$

$$Dab = \sqrt[4]{Dab\,.\,Dab'\,.\,Da'b\,.\,Da'b'} \qquad (37)$$

$$Dbc = \sqrt[4]{Dbc\,.\,Db'c\,.\,Dbc'\,.\,Db'c'} \qquad (38)$$

$$Dca = \sqrt[4]{Dca\,.\,Dc'a\,.\,Dca'\,.\,Dc'a'} \qquad (39)$$

Sustituyendo valores:

Dab = 2,59 m Dbc = 2,59 m Dca = 3,28 m

Así que la Distancia Media Geométrica en el tramo desde el apoyo nº1 hasta el nº5 será:

DMG = 2,8 m

Siendo que tanto para la Línea Almunia tanto como para la Línea Binefar 2 el conductor a instalar es (LA-110), 94-AL1/22-ST1A, el diámetro del conductor es de 14 mm.

Sustituyendo valores en la expresión anterior la tensión crítica disruptiva será:

Cuando el aire es seco:

$U_{c\ seco}$ = 73,5 kV

Cuando el aire es húmedo o contaminado:

$U_{c\ húmedo}$ = 58,9 kV

Como se observa ambas tensiones son mayores a U_{mf} = 17,321 kV por lo que no se producirá el efecto corona.

Armado tipo S2

La distancia media geométrica en este caso será:

$$DMG = \sqrt[3]{Dab\,.\,Dbc\,.\,Dca} \qquad (40)$$

Sustituyendo valores obtenemos la Distancia Media Geométrica para este tipo de armado:

DMG = 2,386 m

El Radio Medio Geométrico lo calcularemos con la siguiente fórmula:

$$RMG = \sqrt[3]{Daa \,.\, Dbb \,.\, Dcc} \qquad (41)$$

Sustituyendo valores en la expresión anterior la tensión crítica disruptiva será:

Cuando el aire es seco:

$$U_{c\ seco} = 71{,}528\ kV$$

Cuando el aire es húmedo o contaminado:

$$U_{c\ húmedo} = 57{,}22\ kV$$

Como se observa ambas tensiones son mayores a U_{mf} = 17,321 kV por lo que no se producirá el efecto corona.

Armado tipo L2

Por tanto la distancia media geométrica será:

$$DMG = \sqrt[3]{Dab \,.\, Dbc \,.\, Dca} \qquad (42)$$

Sustituyendo valores obtenemos la Distancia Media Geométrica para este tipo de armado:

$$DMG = 1{,}89\ m$$

Sustituyendo valores en la expresión anterior la tensión crítica disruptiva será:

Cuando el aire es seco:

$$U_{c\ seco} = 68{,}67\ kV$$

Cuando el aire es húmedo o contaminado:

$$U_{c\ húmedo} = 54{,}94\ kV$$

Como se observa ambas tensiones son mayores a U_{mf} = 17,321 kV por lo que no se producirá el efecto corona.

- **Conductancia obtenida**

Con los cálculos anteriormente expuestos podemos asegurar que en la línea no se producirá el efecto corona, por lo que la conductancia solo estará formada por las pérdidas de aislamiento.

$$P_{p\text{-}f} = P_{p\text{-}con\text{-}f} + P_{corona} = 0{,}22\ kW/Km + 0 = 0{,}22\ kW/Km$$

Siendo:

$P_{p\text{-}f}$ = Potencia perdida por fase.

$P_{p\text{-}con\text{-}f}$ = Potencia perdida por conducción en cada fase.

P_{corona} = Potencia perdida por efecto corona.

Para obtener la conductancia eléctrica de la línea usaremos la expresión siguiente:

$$G = \frac{Pp-f}{(Vfase)^2} \,.\, 10^{-3} \qquad (43)$$

Sustituyendo valores, la conductancia será:

$$G = 1{,}029\ \mu S/Km$$

E. Impedancia

La impedancia está formada por los parámetros eléctricos longitudinales, formados por la resistencia y la inductancia.

Por tanto la impedancia de cada tramo será:

TRAMO	L (Km)	R(75ºC) (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	φ (º)
MZ2	3,087	1,131	1,041	1,537	42,64
MZ3	2,9	1,062	1,108	1,535	46,23
MZ4	0,14	0,0513	0,0514	0,073	45,07
Línea Almunia	6,127	2,245	2,200	3,143	44,45

Tabla 7. Impedancia por tramo.

F. Admitancia

La admitancia está compuesta por los parámetros eléctricos transversales, formados por la capacidad y la conductancia.

Por tanto la admitancia de cada tramo será:

TRAMO	L (Km)	G (S)	B (S)	Y (S)	φ (º)
MZ2	3,087	3,177E-06	2,72E-06	4,181E-06	40,58
MZ3	2,9	2,984E-06	8,69E-06	9,184E-06	71,07
MZ4	0,14	1,441E-07	4,37E-07	4,599E-07	71,78
Línea Almunia	6,127	1,32E-07	3,61E-07	3,840E-07	69,97

Tabla 8. Admitancia por tramo.

2.1.5. Calculo de la línea principal (Línea Almunia)

Para realizar el cálculo de las líneas eléctricas se aceptan unas simplificaciones que no afectan prácticamente a los resultados finales.

- Los parámetros eléctricos se mantienen constantes en todo el trayecto de las líneas.
- Las condiciones externas a la línea (condiciones medioambientales principalmente) se mantienen regulares en toda la longitud de la línea.

Como la línea en estudio es inferior a 80 Km de longitud, se puede despreciar el efecto producido por la conductancia (efecto corona y efecto aislador), asimismo el efecto capacitivo es de valor tan pequeño que prácticamente tampoco influye en los resultados, pero en este caso vamos a tenerlos en cuenta.

Vamos a utilizar el siguiente método de cálculo:

Método de las funciones hiperbólicas y circulares

Los datos más importantes de la línea, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación:

- Categoría: 3º (25 kV) = U2
- Longitud (Línea principal): 6,127 km
- Composición cables: 30 Al + 7 Acero
- Diámetro exterior del cable: 14 mm
- Resistencia del cable (20ºC) por km: 0,307 Ω/km
- Potencia a transportar por la línea: 1570 kVA
- Factor de potencia: 0,8 inductivo

La disposición de los cables se ha expuesto en apartados anteriores.

Parámetros eléctricos totales de línea

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total cada uno de los valores hallados por km; así:

La reactancia de la línea principal será:

TRAMO	L (km)	R(75ºC) (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	φ (º)
Línea Almunia	6,127	2,245	2,200	3,143	44,45

La admitancia de la línea principal será:

TRAMO	L (km)	G (S)	B (S)	Y (S)	φ (º)
Línea Almunia	6,127	1,32E-07	3,61E-07	3,840E-07	69,97

Parámetros características de la línea principal

- Impedancia característica de la línea:

$$\overline{Zc} = \sqrt{\frac{\overline{Z\,linea}}{\overline{Y\,linea}}} \qquad (44)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{Zc} = 2860{,}95 \angle -12{,}76^{o}\ \Omega$$

- Angulo característico:

$$\overline{\theta c} = \sqrt{\overline{Zlinea} * \overline{Ylinea}} \qquad (45)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{\theta c} = 0{,}001098 \angle\ 57{,}21^{o}$$

- Potencia característica:

$$P_c = U^2_{linea}/Z_c \qquad (46)$$

Sustituyendo valores:

$$P_c = 25^2/2860{,}95 = 0{,}2184\ MW$$

Constantes auxiliares:

Consideramos las constantes A y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada.

$$\overline{A} = \overline{D} = Cosh\,\overline{\theta c} \qquad \overline{B} = \overline{Zc}\,.Senh\,\overline{\theta c} \qquad \overline{C} = [1/(\overline{Zc})] * Senh\,\overline{\theta c}$$

Podemos definir estas constantes como:

A = tensión a aplicar al principio de línea para que, estando en vacío el final de la misma, se obtenga la tensión final nominal ($V_{2nominal}$).

B = tensión a aplicar al principio de línea para que, estando en cortocircuito el final de la misma, se obtenga la intensidad final nominal ($I_{2nominal}$).

C = Intensidad a inyectar al principio de línea para que, estando en vacío el final de la misma, se obtenga la tensión final nominal ($V_{2nominal}$).

D = Intensidad a inyectar al principio de línea para que, estando en cortocircuito el final de la misma, se obtenga la intensidad final nominal ($I_{2nominal}$).

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en carga

Valores al final de línea principal:

$P_2 = S_2 \cos\varphi = 1570 \cdot 0{,}8 = 1.256$ KW.

$Q_2 = S_2 \operatorname{Sen}\varphi = 1570 \cdot 0{,}6 = 942$ kVAr

$\overline{S2} = 1.570 \angle 36{,}88º$ kVA

$\varphi_2 = 36{,}88º$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2*} = \overline{S2}/(\overline{V2}\,.3) \qquad (47)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$\overline{I2} = 36{,}21 \angle -36{,}88 \text{ A}$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2}\,.\bar{A} + \overline{I1}\,.\bar{B} \qquad (48)$$
$$\overline{I1} = \overline{V2}\,.\bar{C} + \overline{I2}\,.\bar{D} \qquad (49)$$

Los valores iníciales de la línea principal son:

$V1 = 14.563 \angle 0{,}059º$ V

$U1 = \sqrt{3}.V1 = 25.195$ V

$\overline{V2} = 14.450{,}8671 \angle 0º$ kV

$\overline{I1} = 36{,}213 \angle -36{,}88º$ A

$\overline{I2} = 36{,}214 \angle -36{,}88º$ A

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = 36{,}99º$

$\varphi_2 = -36{,}88º$

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 = 1.264{,}914$ kW

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 = 948{,}179$ kVAr

$\overline{S1} = \sqrt{3}.\overline{U1}.\overline{I1} = 1.582{,}189 \angle 36{,}93º$ kVA

Cálculo de la caída de tensión de la línea principal:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{25195 - 25000}{25195}.100 = 0{,}7781\ \% \quad (50)$$

Este valor es inferior al 5% exigido por la compañía suministradora, aunque todavía queda sumarle la caída de tensión en los tramos subterráneos.

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea principal:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{1264 - 1256}{1264}.100 = 0{,}704\ \% \quad (51)$$

Rendimiento total de la línea principal:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{1256}{1264}.100 = 99{,}29\ \% \quad (52)$$

Este valor es superior al 90% Reglamentario.

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en vacio

Valores al final de línea principal:

$P_2 = S_2 \cos\varphi = 0$

$Q_2 = S_2 \operatorname{Sen}\varphi = 0$

$\overline{S2} = 0$

$\varphi_2 = 0$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\bar{I2} = \frac{P2}{U2 \cdot \sqrt{3} \cdot Coc\ \varphi 2} \angle(\varphi u2 - \varphi 2) \qquad (53)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$I2 = 0$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º\ V$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2} \cdot \bar{A} + \overline{I1} \cdot \bar{B} \qquad (54)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2} \cdot \bar{C} + \overline{I2} \cdot \bar{D} \qquad (55)$$

Los valores iníciales de la línea principal son:

$V1 = 14.450{,}86 \angle 0º\ V$

$U1 = \sqrt{3} \cdot V1 = 24.999{,}99\ V$

$\overline{V2} = 14.450{,}86 \angle 0º\ kV$

$\overline{I1} = 0{,}00555 \angle 69{,}97º\ A$

$\overline{I2} = 0$

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = -69{,}97º$

$\varphi_2 = 0º$

$P_1 = \sqrt{3} \cdot U1 \cdot I1 \cdot Cos\ \varphi 1 = 82{,}52\ W$

$Q_1 = \sqrt{3} \cdot U1 \cdot I1 \cdot Sen\ \varphi 1 = -225{,}44\ VAr$

$\overline{S1} = \sqrt{3} \cdot \overline{U1} \cdot \bar{I1} = 240{,}57 \angle -69{,}97º\ VA$

Cálculo de la caída de tensión de la línea principal:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{24.999 - 25000}{24.999} \cdot 100 = -2{,}5E-5\ \% \qquad (56)$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea principal:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{82{,}52 - 0}{82{,}52} \cdot 100 = 100\% \qquad (57)$$

Rendimiento total de la línea principal:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1} \cdot 100 = \frac{0}{82{,}2} \cdot 100 = 0\ \% \qquad (58)$$

Obsérvese que la caída de tensión es prácticamente nula pero de signo negativo por lo que se produce un pequeño efecto Ferranti.

La caída de tensión es AU<5%, mientras que la AP=100%, lo que resulta normal teniendo presente que la línea esta en vacio.

2.2. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

El cálculo mecánico de los conductores, se efectuará bajo la acción de las cargas y sobrecargas que a continuación se indican, combinadas en la forma y en las condiciones que se fijan en los apartados siguientes.

2.2.1. Características de la Línea

Las características principales de la línea son:

- Categoría: 3º (25 kV)
- Altitud < 500 m.
- Longitud (Línea Almunia): 6,127 km
- Potencia a transportar por la línea: 1570 kVA
- Factor de potencia: 0,8 inductivo
- La disposición de los cables se ha expuesto en apartados anteriores.

Características mecánicas del conductor:

LA-110 94-AL1/22-ST1A

Sección total: 116,2 mm2

Diámetro total: ..... 14 mm

Composición (Nº de alambres Al/Ac): ..... 30+7

Peso del conductor: ..... 0,433 Kg/m

Carga de rotura: ..... 4400 Kg

Modulo elástico: 8.200 Kg/mm2

Coeficiente de dilatación lineal: 17,8 x10-6 ºC-1

2.2.2. Calculo

De acuerdo con lo expuesto en el vigente Reglamento Técnico de Líneas Aéreas de Alta Tensión, se elaboran dos tablas:

- Tabla de cálculo mecánico de conductores: en la que figuran las tensiones y flechas correspondientes a las hipótesis de cálculo.
- Tabla de regulación de conductores: en la que figuran los datos necesarios para la obtención de las flechas y tenses a utilizar en la regulación y posterior engrapado de los conductores, correspondientes a diferentes temperaturas sin sobrecargas y para diferentes vanos.

Condiciones básicas para el cálculo:

- El coeficiente de seguridad elegido para el cálculo será superior a 3 (límite estático), Cs = 4.
- La tensión de trabajo de los conductores a 15º C., sin sobrecarga será la del EDS que será inferior al 15% (límite dinámico).
- Zona de cálculo reglamentaria "A".

Para la obtención de las tensiones de los diferentes estados de temperatura y sobrecarga se utiliza la ecuación del cambio de condiciones, partiendo de una tensión fijada previamente para otras condiciones iníciales de temperatura y sobrecarga, en nuestro caso –5º + Viento (Tense máximo).

$$T_2^2 \, (T_2 + A) = B \qquad (59)$$

$$A = \alpha \, . \, E \, . \, S \, (\theta 2 - \theta 1) - T1 + \frac{ar^2 \, .W1 \, .E \, .S}{24 \, T1^2} \qquad (60)$$

$$B = \frac{ar^2 \, .W2 \, .E \, .S}{24} \qquad (61)$$

Siendo:

ar= Vano de regulación en m.

T_1= Tensión inicial del conductor en Kg

T_2= Tensión final del conductor en Kg

w_1= Sobrecarga inicial del conductor en Kg/m

w_2= Sobrecarga final del conductor en Kg/m

α= Coeficiente de dilatación lineal del conductor en mm/ºC

θ_1= Temperatura inicial del conductor en ºC

θ_2= Temperatura final del conductor en ºC

E= Módulo de elasticidad del conductor en Kg/mm_2

S= Sección del conductor en mm_2

Las flechas correspondientes se han determinado mediante la ecuación:

$$f = \frac{w \, .a^2}{8 \, .T} \qquad (62)$$

Siendo:

f= Flecha en m

a= Vano en m

w= Peso del conductor con o sin sobrecarga en Kg/m

T= Tensión total del conductor en Kg

- **TABLAS DE CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES**

Tabla de cálculo mecánico de conductores para los vanos de regulación en los diferentes cantones.

Alineaciones de la Línea Almunia con conductor 94-AL1/22-ST1A, (LA-110).

CANTÓN	APOYOS	VANO REGULADOR (m)	Tensión Máxima		Flecha Máxima				Flecha Mínima		Sin sobrecargas		
			- 5 ºC y Viento		+ 15 ºC y Viento		+ 50ºC		- 5ºC		+ 15ºC		
			T(Kg)	F(m)	T(Kg)	F(m)	T(Kg)	F(m)	T(Kg)	F(m)	T(Kg)	F(m)	EDS(%)
1	1 -- 5	176,07	1100,00	3,33	985,09	3,72	441,67	3,80	684,33	2,45	567,89	2,95	12,91
2	5--15	168,80	1100,00	3,06	979,30	3,44	437,96	3,52	699,06	2,21	572,64	2,69	13,01
3	15--16	182,00	1100,00	3,56	989,55	3,95	444,49	4,03	673,28	2,66	564,34	3,18	12,83
4	16--19	178,34	1100,00	3,42	986,82	3,81	442,77	3,89	680,01	2,53	566,50	3,04	12,88
5	19--35	174,63	1100,00	3,27	983,97	3,66	440,96	3,74	440,96	2,40	568,80	2,90	12,93
6	35--36	140,00	1100,00	2,10	952,48	2,43	419,98	2,53	771,05	1,38	596,49	1,78	13,56

Tabla 9. Calculo mecánico de conductores (LA 110).

- **TABLAS DE REGULACIÓN**

CANTÓN Nº1 ENTRE APOYOS Nº1 Y Nº5

CONDUCTOR:	**(LA-110) 94-AL1/22-ST1A**
TENSE MAX -5ºC + VIENTO:	1100 Kg
TENSE 15ºC EDS:	567,86 Kg
VANO DE REGULACIÓN:	176,06 m
COEFICIENTE DE SEGURIDAD:	4
ZONA :	A

		Vanos (m)					
Temperatura (ºC)	**Tense (Kg)**	**150**	**160**	**170**	**176,07**	**180**	**190**
-5	684,33	1,78	2,02	2,29	2,45	2,56	2,86
0	651,10	1,87	2,13	2,40	2,58	2,69	3,00
5	620,78	1,96	2,23	2,52	2,70	2,82	3,15
10	593,12	2,05	2,34	2,64	2,83	2,96	3,29
15	567,89	2,14	2,44	2,75	2,95	3,09	3,44
20	544,86	2,24	2,54	2,87	3,08	3,22	3,59
25	523,80	2,32	2,65	2,99	3,20	3,35	3,73
30	504,52	2,41	2,75	3,10	3,33	3,48	3,87
35	486,82	2,50	2,85	3,21	3,45	3,60	4,01
40	470,55	2,59	2,94	3,32	3,57	3,73	4,15

CANTÓN Nº2 ENTRE APOYOS Nº5 Y Nº15

CONDUCTOR:	**(LA-110) 94-AL1/22-ST1A**
TENSE MAX -5ºC + VIENTO:	1100 Kg
TENSE 15ºC EDS:	572,64 Kg
VANO DE REGULACIÓN:	168,80 m
COEFICIENTE DE SEGURIDAD:	4
ZONA :	A

		Vanos (m)										
Temperatura (ºC)	**Tense (Kg)**	**150**	**155**	**160**	**165**	**168,80**	**170**	**175**	**180**	**185**	**190**	**195**
-5	699,06	1,74	1,86	1,98	2,11	2,21	2,24	2,37	2,51	2,65	2,80	2,94
0	662,90	1,84	1,96	2,09	2,22	2,33	2,36	2,50	2,65	2,79	2,95	3,10
5	629,93	1,93	2,06	2,20	2,34	2,45	2,48	2,63	2,78	2,94	3,10	3,27
10	599,93	2,03	2,17	2,31	2,46	2,57	2,61	2,76	2,92	3,09	3,26	3,43
15	572,64	2,13	2,27	2,42	2,57	2,69	2,73	2,89	3,06	3,23	3,41	3,59
20	547,80	2,22	2,37	2,53	2,69	2,82	2,86	3,03	3,20	3,38	3,57	3,76
25	525,19	2,32	2,48	2,64	2,81	2,94	2,98	3,16	3,34	3,53	3,72	3,92
30	504,56	2,41	2,58	2,75	2,92	3,06	3,10	3,29	3,48	3,67	3,87	4,08
35	485,70	2,51	2,68	2,85	3,03	3,18	3,22	3,41	3,61	3,81	4,02	4,24
40	468,43	2,60	2,78	2,96	3,15	3,29	3,34	3,54	3,74	3,95	4,17	4,39

CANTÓN Nº3 ENTRE APOYOS Nº15 Y Nº16

CONDUCTOR:	**(LA-110) 94-AL1/22-ST1A**
TENSE MAX -5ºC + VIENTO:	1100 Kg
TENSE 15ºC EDS:	564,34 Kg
VANO DE REGULACIÓN:	182 m
COEFICIENTE DE SEGURIDAD:	4
ZONA :	A

		Vanos (m)								
Temperatura (ºC)	**Tense (Kg)**	**178**	**179**	**180**	**181**	**182,00**	**183**	**184**	**185**	**186**
-5	673,28	2,55	2,58	2,60	2,63	2,66	2,69	2,72	2,75	2,78
0	642,27	2,67	2,70	2,73	2,76	2,79	2,82	2,85	2,88	2,92
5	613,93	2,79	2,82	2,86	2,89	2,92	2,95	2,98	3,02	3,05
10	588,02	2,92	2,95	2,98	3,02	3,05	3,08	3,12	3,15	3,18
15	564,34	3,04	3,07	3,11	3,14	3,18	3,21	3,25	3,28	3,32
20	542,65	3,16	3,20	3,23	3,27	3,30	3,34	3,38	3,41	3,45
25	522,76	3,28	3,32	3,35	3,39	3,43	3,47	3,51	3,54	3,58
30	504,49	3,40	3,44	3,48	3,51	3,55	3,59	3,63	3,67	3,71
35	487,67	3,52	3,56	3,60	3,64	3,68	3,72	3,76	3,80	3,84
40	472,15	3,63	3,67	3,71	3,76	3,80	3,84	3,88	3,92	3,97

CANTÓN Nº4 ENTRE APOYOS Nº16 Y Nº19

CONDUCTOR:	**(LA-110) 94-AL1/22-ST1A**
TENSE MAX -5ºC + VIENTO:	1100 Kg
TENSE 15ºC EDS:	566,5 Kg
VANO DE REGULACIÓN:	178,34 m
COEFICIENTE DE SEGURIDAD:	4
ZONA :	A

		Vanos (m)							
Temperatura (ºC)	**Tense (Kg)**	**175**	**176**	**177**	**178**	**178,34**	**179**	**180**	**181**
-5	724,47	2,29	2,31	2,34	2,37	2,38	2,39	2,42	2,45
0	688,31	2,41	2,44	2,46	2,49	2,50	2,52	2,55	2,58
5	655,23	2,53	2,56	2,59	2,62	2,63	2,65	2,68	2,71
10	625,02	2,65	2,68	2,71	2,74	2,75	2,77	2,81	2,84
15	597,45	2,77	2,81	2,84	2,87	2,88	2,90	2,94	2,97
20	572,27	2,90	2,93	2,96	3,00	3,01	3,03	3,06	3,10
25	549,27	3,02	3,05	3,09	3,12	3,13	3,16	3,19	3,23
30	528,23	3,14	3,17	3,21	3,25	3,26	3,28	3,32	3,36
35	508,95	3,26	3,29	3,33	3,37	3,38	3,41	3,45	3,48
40	491,23	3,37	3,41	3,45	3,49	3,50	3,53	3,57	3,61

CANTÓN Nº5 ENTRE APOYOS Nº19 Y Nº35

CONDUCTOR:	**(LA-110) 94-AL1/22-ST1A**
TENSE MAX -5ºC + VIENTO:	1100 Kg
TENSE 15ºC EDS:	568,80 Kg
VANO DE REGULACIÓN:	174,63 m
COEFICIENTE DE SEGURIDAD:	4
ZONA :	A

		Vanos (m)									
Temperatura (ºC)	**Tense (Kg)**	**155**	**160**	**165**	**170**	**174,63**	**180**	**185**	**190**	**195**	**200**
-5	687,14	1,89	2,02	2,14	2,28	2,40	2,55	2,70	2,84	3,00	3,15
0	653,35	1,99	2,12	2,26	2,39	2,53	2,68	2,84	2,99	3,15	3,31
5	622,52	2,09	2,23	2,37	2,51	2,65	2,82	2,98	3,14	3,31	3,48
10	594,42	2,19	2,33	2,48	2,63	2,78	2,95	3,12	3,29	3,46	3,64
15	568,80	2,29	2,44	2,59	2,75	2,90	3,08	3,26	3,44	3,62	3,81
20	545,42	2,38	2,54	2,70	2,87	3,03	3,22	3,40	3,58	3,77	3,97
25	524,07	2,48	2,64	2,81	2,98	3,15	3,35	3,53	3,73	3,93	4,13
30	504,53	2,58	2,75	2,92	3,10	3,27	3,48	3,67	3,87	4,08	4,29
35	486,61	2,67	2,85	3,03	3,21	3,39	3,60	3,81	4,02	4,23	4,45
40	470,14	2,77	2,95	3,13	3,33	3,51	3,73	3,94	4,16	4,38	4,61

CANTÓN Nº6 ENTRE APOYOS Nº35 Y Nº36

CONDUCTOR:	**(LA-110) 94-AL1/22-ST1A**
TENSE MAX -5ºC + VIENTO:	1100 Kg
TENSE 15ºC EDS:	596,49 Kg
VANO DE REGULACIÓN:	140 m
COEFICIENTE DE SEGURIDAD:	4
ZONA :	A

		Vanos (m)									
Temperatura (ºC)	**Tense (Kg)**	**136**	**137**	**138**	**139**	**140,00**	**141**	**142**	**143**	**144**	**145**
-5	811,92	1,23	1,25	1,27	1,29	1,31	1,33	1,34	1,36	1,38	1,40
0	759,03	1,32	1,34	1,36	1,38	1,40	1,42	1,44	1,46	1,48	1,50
5	710,23	1,41	1,43	1,45	1,47	1,49	1,52	1,54	1,56	1,58	1,60
10	665,55	1,50	1,53	1,55	1,57	1,59	1,62	1,64	1,66	1,69	1,71
15	624,95	1,60	1,63	1,65	1,67	1,70	1,72	1,75	1,77	1,80	1,82
20	588,23	1,70	1,73	1,75	1,78	1,80	1,83	1,86	1,88	1,91	1,93
25	555,16	1,80	1,83	1,86	1,88	1,91	1,94	1,97	1,99	2,02	2,05
30	525,43	1,91	1,93	1,96	1,99	2,02	2,05	2,08	2,11	2,14	2,17
35	498,73	2,01	2,04	2,07	2,10	2,13	2,16	2,19	2,22	2,25	2,28
40	474,73	2,11	2,14	2,17	2,20	2,23	2,27	2,30	2,33	2,36	2,40

2.3. CÁLCULO CADENAS DE AISLADORES

La línea Almunia de 25 kV circuito simple de Cable Aluminio-Acero (LA-110) 94-AL1/22-ST1A, está situada en una zona forestal y agrícola.

Se van a instalar aisladores de vidrio, la composición de las cadenas será:

- Cadenas de suspensión formadas por 3 aisladores tipo U 70 BS.
- Cadenas de amarre formadas por 4 aisladores tipo U 70 BS.

El nivel de aislamiento será de 20mm/kV, por ser una zona con un nivel de contaminación normal.

La tensión a suponer entre fases ha de ser de 30 kV, (correspondiente a la nominal de 25kV).

Características de los aisladores:

Tipo .....U 70 BS

Paso .....127 mm

Dimensión acoplamiento 16

Línea de fuga por unidad.....320 mm

Carga de rotura mínima .....70 kN

Tensión a frecuencia industrial

de 1 min. en seco ..... 70 kV

de 1 min. bajo lluvia..... 45 kV

Tensión al impulso de choque en seco..... 90 kV

2.3.1. Cadenas de amarre

<u>Cálculo eléctrico</u>

Para el cálculo eléctrico de los aisladores utilizaremos las siguientes expresiones:

$$n = \frac{NA \,.Umax\ fase}{Lf} \qquad (62)$$

Siendo:

NA = Nivel de aislamiento (mm/kV).

$U_{max\ fase}$ = Tensión más elevada (kV).

L_f = Línea de fuga por unidad (mm).

Sustituyendo valores:

$$n = \frac{20\,.30}{320} = 1{,}87$$

Para las cadenas de amarre colocaremos 4 aisladores por cadena.

El nivel de aislamiento real será:

$$NA = \frac{320 .4}{30} = 42,6 \text{ mm/kV} > 20 \text{ mm/kV}$$

Características eléctricas de la cadena de aisladores:

Denominación	Nº Aisladores	Tensión soportada impulso tipo rayo (kV)	Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	Tensión de perforación en aceite un aislador (kV)
U 70 BS	4	285	150	130

Tabla 10. Características cadena aisladores.

Características mínimas reglamentarias:

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
36	70	170

Tabla 11. Características reglamentarias de la línea.

La distribución de tensiones en los aisladores no es uniforme, vamos a calcular la tensión en los diferentes aisladores, llamando aislador 1 al más cercano al conductor y 4 al más cercano al armado:

Aislador	Tensión (kV)
1	10,5
2	6,9
3	5,7
4	6,9

Tabla 12. Reparto de tensiones en los aisladores.

Las tensiones en los aisladores son inferiores a la tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia por un aislador que es de 45 kV.

Coeficiente de seguridad eléctrico de un aislador:

$$C_{se} = \frac{U0}{U} = \frac{150}{25} = 6$$

U_0 = Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV).

U = Tensión nominal de la red (kV).

Como se observa en los cálculos anteriormente realizados las cadenas de aisladores instaladas cumplen con las condiciones reglamentarias exigidas.

Cálculo mecánico

Según establece la ITC07 del R.L.A.T., apartado 3.4, el coeficiente de seguridad mecánico de los aisladores no será inferior a 3.

$$C.S = \text{Carga rotura aislador} / T_{máx} \geq 3 \quad (63)$$

En el caso que nos ocupa tenemos una cadena de aisladores con un coeficiente de seguridad de:

$$U70BS \; ; \; C.S. = 7.000 / 1100 = 6,36 > 3$$

Cada cadena de amarre estará formada por cuatro aisladores de vidrio templado y de los siguientes herrajes:

- 1 Grillete GN16.
- 1 Anilla bola tipo AB16.
- 1 Rotula larga tipo R16P.
- 1 Grapa de amarre.

Tipo	Longitud (mm)	Carga de rotura(Kg)	Peso (Kg)
GN16	68,5	10.197	0,52
AB16	103	11.216,7	0,44
R16P	110,5	11.216,7	0,64
GA2	170	6.118,2	1,10

Tabla 13. Herrajes cadena de amarre.

Según establece el apartado 3.3 de la ITC07 del R.L.A.T., los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de tierra, o por los aisladores, deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura.

Las grapas de amarre del conductor deben soportar una tensión mecánica en el amarre igual o superior al 95% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca su deslizamiento.

GA_2; C.S. = 6118,2 / 1100 = 5,56
GN_16; C.S. = 10.197 / 1100 = 9,27
AB_16; C.S. = 11.216,7 / 1100 = 10,20
R-16; C.S. = 11.216,7 / 1100 = 10,20

La distancia entre las masas y las partes activas de la línea será:

$$D_{posada} = L_{gn16} + L_{ab16} + 4 \; . \; L_{u70bs} = 68,5 + 103 + 4 \; . \; 127 = 679,5 \text{ mm}$$

$$679,5 \text{ mm} < 1.000 \text{ mm}$$

Como la distancia mínima entre punto de posada y punto en tensión es inferior a la establecida por INAGA, deberemos de forrar la grapa de amarre, la rotula, el puente flojo y un tramo de conductor.

Si forramos la grapa de amarre, la rotula, el puente flojo y 200 mm de conductor a cada lado del amarre, la distancia alcanzada (D_{posada}) será de 1.160 mm > 1.000 mm.

El peso de cada cadena de amarre será:

$$Pc = Pa + Pab + Pr + Pg + Pgr \qquad (64)$$

Pc = Peso de la cadena de aisladores.

Pa = peso de los aisladores.

Pgn = Peso del grillete.

Pr = peso de la rotula.

Pab = Peso de la anilla de bola.

Pga = Peso grapa.

Sustituyendo valores obtenemos el peso de cada cadena de amarre:

$$Pc = (4 \cdot 3{,}5) + 0{,}44 + 0{,}52 + 0{,}64 + 1{,}10 = 16{,}7 \text{ Kg}$$

2.3.2. Cadenas de suspensión

Calculo eléctrico

Para el cálculo eléctrico de los aisladores utilizaremos las siguientes expresiones:

$$n = \frac{NA \cdot Umax\ fase}{Lf} \qquad (65)$$

Siendo:

NA = Nivel de aislamiento (mm/kV).

$U_{max\ fase}$ = Tensión más elevada (kV).

L_f = Línea de fuga por unidad (mm).

Sustituyendo valores:

$$n = \frac{20 \cdot 30}{320} = 1{,}87$$

Para las cadenas de suspensión colocaremos 3 aisladores por cadena.

El nivel de aislamiento real será:

$$NA = \frac{320 \cdot 3}{30} = 32 \text{ mm/kV} > 20 \text{ mm/kV}$$

Características eléctricas de la cadena de aisladores:

Denominación	Nº Aisladores	Tensión soportada impulso tipo rayo (kV)	Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	Tensión de perforación en aceite un aislador (kV)
U 70 BS	3	210	115	130

Tabla 14. Características cadena aisladores.

Características de la línea:

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
36	70	170

Tabla 15. Características reglamentarias de la línea.

La distribución de tensiones en los aisladores no es uniforme, pero como hemos visto en las cadenas de amarre al existir pocos aisladores podemos suponer esta tensión constante e inferior a los 45 kV.

Coeficiente de seguridad eléctrico de un aislador:

$$C_{se} = \frac{U0}{U} = \frac{115}{25} = 4{,}6$$

U_0 = Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV).

U = Tensión nominal de la red (kV).

Como se observa en los cálculos anteriormente realizados las cadenas de aisladores instaladas cumplen con las condiciones reglamentarias exigidas.

Cálculo mecánico

Según establece la ITC07 del R.L.A.T., apartado 3.4, el coeficiente de seguridad mecánico de los aisladores no será inferior a 3.

$$C.S = \text{Carga rotura aislador} / T_{máx} \geq 3 \quad (66)$$

En el caso que nos ocupa tenemos una cadena de aisladores con un coeficiente de seguridad de:

$$U70BS \; ; \; C.S. = 7.000 / 1100 = 6{,}36 > 3$$

Cada cadena de amarre estará formada por tres aisladores de vidrio templado y de los siguientes herrajes:

- 1 Grillete GN16.
- 1 Anilla bola tipo AB16.
- 1 Rotula larga tipo R16P.
- 1 Grapa de suspensión armada.

Tipo	Longitud (mm)	Carga de rotura (Kg)	Peso (Kg)
GN16	68,5	10.197	0,52
AB16	103	11.216,7	0,44
R16P	110,5	11.216,7	0,64
GS2	210	7.138	1,18

Tabla 16. Herrajes cadena de amarre.

Según establece el apartado 3.3 de la ITC07 del R.L.A.T., los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de tierra, o por los aisladores, deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura.

GS_2; C.S. = 7.138 / 1100 = 6,49
GN_16; C.S. = 10.197 / 1100 = 9,27
AB_16; C.S. = 11.216,7 / 1100 = 10,20
R_16; C.S. = 11.216,7 / 1100 = 10,20

La distancia entre las masas y las partes activas de la línea será:

$$D_{posada} = L_{gn16} + L_{ab16} + 3 \cdot L_{u70bs} = 68,5 + 103 + 3 \cdot 127 = 459,8 \text{ mm}$$

$$459,8 \text{ mm} < 600 \text{ mm}$$

Como la distancia mínima entre punto de posada y punto en tensión es inferior a la establecida por INAGA, deberemos de forrar la grapa de suspensión, y 300 mm de conductor por cada lado de esta, para proteger la zona de posada.

El peso de cada cadena de suspensión será:

$$Pc = Pa + Pab + Pr + Pg + Pgr \qquad (67)$$

Pc = Peso de la cadena de aisladores.

Pa = peso de los aisladores.

Pg = Peso del grillete.

Pr = peso de la rotula.

Pab = Peso de la anilla de bola.

Pgr = Peso grapa.

Sustituyendo valores obtenemos un peso de cada cadena de amarre de:

$$Pc = (3 \cdot 3,5) + 0,44 + 0,52 + 0,64 + 1,18 = 13,28 \text{ Kg}$$

2.4. CALCULO DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD

De acuerdo con la ITC-LAT 07, las distancias de seguridad a tener en cuenta son las que se calculan a continuación.

Se consideraran tres tipos de distancias eléctricas:

- D_{el} Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. D_{el} puede ser tanto interna, cuando se consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externas, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo.
- D_{pp} Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. D_{pp} es una distancia interna.
- a_{som} Valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores, definida como la distancia más corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes puestas a tierra.

Se aplicarán las siguientes consideraciones para determinar las distancias internas y externas:

- La distancia eléctrica, D_{el}, previene descargas eléctricas entre las partes en tensión y objetos a potencial de tierra, en condiciones de explotación normal de la red. Las condiciones normales incluyen operaciones de enganche, aparición de rayos y sobretensiones resultantes de faltas en la red.
- La distancia eléctrica, D_{pp}, previene las descargas eléctricas entre fases durante maniobras y sobretensiones de rayos.
- Es necesario añadir a la distancia externa D_{el} una distancia de aislamiento adicional D_{add} para que en las distancias mínimas de seguridad al suelo, a líneas eléctricas, a zonas de arbolado, etc. se asegure que las personas u objetos no se acerquen a una distancia menor que D_{el} de la línea eléctrica.
- La probabilidad de descarga a través de la mínima distancia interna a_{som} debe ser siempre mayor que la descarga a través de algún objeto externo o persona. Así, para cadenas de aisladores muy largas, el riesgo de descarga debe ser mayor sobre la distancia interna a_{som} que a objetos externos o personas. Por este motivo, las distancias externas mínimas de seguridad (D_{add} + D_{el}) deben ser siempre superiores a 1,1 veces a_{som}.

Según la tabla 15 del apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 la distancia de aislamiento eléctrico para evitar descargas es:

Tensión más elevada de la red Us (kV)	D_{el} (m)	D_{pp} (m)
30	0,27	0,33

Tabla 17. Distancias de aislamiento.

2.4.1. Distancia entre conductores

La distancia mínima de seguridad entre conductores de fase debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito entre fases, teniendo presente las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos.

La separación mínima la determinamos con la siguiente expresión:

$$D = K\sqrt{F + L} + K`.Dpp \qquad (68)$$

Siendo:

D = Separación entre conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos en metros.

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento.

K'= Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea *K'=0,75* para U_n*<400 kV.*

F = Flecha máxima en metros.

L = Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre L=0.

El cálculo de "K" se realiza con la hipótesis de tracción máxima en la condición de (P+V) a -5ºC.

- El peso del conductor LA-110 es de 0,433 Kg/m.
- La sobrecarga debida al viento es de 0,84 Kg/m.

Por lo que el ángulo de oscilación viene dado por la siguiente expresión:

$$Tg\alpha = \frac{Pv}{P} \qquad (69)$$

α = Angulo de oscilación cadena de aisladores de suspensión

Pv = Fuerza debida a la presión del viento (Kg/m).

P = Peso del conductor por unidad de longitud (m).

Sustituyendo valores el ángulo α es de 62,72º.

Para el ángulo y una línea de tercera categoría tenemos un valor de K =0,6.

El valor de D_{pp} para la tensión U_s de 30 kV es de 0,33.

Sustituyendo en la ecuación anterior obtendremos unas distancias entre conductores (D), distancia al terreno (Dt).

* Teniendo presente que el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión en líneas aéreas de Alta tensión, establece que la separación entre conductores sin aislar será como mínimo de 1,5m.

Nº apoyo	Vano (m)	Tipo cadena	Flecha max (m)	D (m)	Dt (m)
1	190	AMARRE	4,42	1,51	7,2
2	160	AMARRE	3,14	1,31*	7,2
3	170	AMARRE	3,54	1,38*	7,2
4	180	AMARRE	3,97	1,44*	7,2
5	190	AMARRE	4,46	1,51	7,2
6	175	AMARRE	3,78	1,41	7,2
7	195	AMARRE	4,70	1,55	7,2
8	150	AMARRE	2,78	1,25*	7,2
9	160	AMARRE	3,16	1,31*	7,2
10	160	SUSPENSIÓN	3,16	1,39*	7,2
11	160	SUSPENSIÓN	3,16	1,39*	7,2
12	160	SUSPENSIÓN	3,16	1,39*	7,2
13	160	SUSPENSIÓN	3,16	1,39*	7,2
14	160	SUSPENSIÓN	3,16	1,39*	7,2
15	182	AMARRE	4,03	1,45*	7,2
16	179	AMARRE	3,92	1,43*	7,2
17	178	SUSPENSIÓN	3,87	1,50	7,2
18	178	AMARRE	3,87	1,50	7,2
19	180	AMARRE	3,98	1,44*	7,2
20	180	AMARRE	3,98	1,51*	7,2
21	180	SUSPENSIÓN	3,98	1,51	7,2
22	180	SUSPENSIÓN	3,98	1,51	7,2
23	180	AMARRE	3,98	1,44*	7,2
24	180	SUSPENSIÓN	3,98	1,51	7,2
25	180	SUSPENSIÓN	3,98	1,51	7,2
26	180	SUSPENSIÓN	3,98	1,51	7,2
27	160	SUSPENSIÓN	3,14	1,39*	7,2
28	175	SUSPENSIÓN	3,76	1,48*	7,2
29	180	SUSPENSIÓN	3,98	1,51	7,2
30	180	SUSPENSIÓN	3,98	1,51	7,2
31	180	SUSPENSIÓN	3,98	1,51	7,2
32	195	AMARRE	4,67	1,54	7,2
33	195	SUSPENSIÓN	4,67	1,61	7,2
34	195	AMARRE	4,67	1,61	7,2
35	140	AMARRE	2,53	1,20*	7,2
36		AMARRE	2,53	1,20*	7,2

Tabla 18. Distancia entre conductores, (D).

2.4.2. Distancia entre conductores y partes puestas a tierra

La separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a D_{el}, con un mínimo de 0,32 m, condición de empresa suministradora.

Los valores de D_{el} se indican en el apartado 5.2 de la ITC LAT 07 en función de la tensión más elevada de la línea.

Cadenas de amarre

La distancia entre las masas y las partes activas de la línea será:

$$D_{posada} = L_{gn16} + L_{ab16} + 4 \cdot L_{u70bs} = 68,5 + 103 + 4 \cdot 127 = 679,5 \text{ mm}$$

$$679,5 \text{ mm} > 320 \text{ mm}$$

La condición reglamentaria se cumple, pero la protección de avifauna establece que debe de existir 1.000 mm como mínimo entre el punto de posada y punto en tensión por lo que deberemos de forrar la grapa de amarre, la rotula, el puente flojo y 200 mm de conductor a cada lado del amarre.

La distancia alcanzada (D_{posada}) será de 1.160 mm > 1.000 mm.

Cadena de suspensión

En el caso de la cadena de suspensión se considerará los conductores y la cadena de aisladores desviados bajo la acción de la mitad de la presión del viento correspondiente a un viento de velocidad 120 Km/h y a la temperatura de -5ºC para zona A.

$$P_{viento} = \frac{q}{2} \cdot d = \frac{60}{2} \cdot 14.10^{-3} = 0,42 \text{ Kg/m}$$

El ángulo de los vectores viento y peso será:

$$Tg\alpha = \frac{Pviento}{P} = \frac{0,42}{0,433} = 0,97 \text{ -> } 44,12º$$

La longitud de la cadena de suspensión es de:

$$L_{cs} = L_{gn16} + L_{ab16} + 3 \cdot L_{u70bs} = 68,5 + 103 + 3 \cdot 127 = 552,5 \text{ mm}$$

La menor distancia vertical de los conductores al apoyo es:

$$D_{min} = L_{cs} \cdot \cos \alpha = 330 \text{ mm -> } 0,33 \text{ m}$$

La menor distancia horizontal de los conductores al apoyo es:

$$D_{min} = 1,25 - L_{cs} \cdot \text{sen } \alpha = 930 \text{ mm -> } 0,93 \text{ m}$$

La distancia entre en punto de posada y las partes en tensión es:

$$552,5 \text{ mm} > 320 \text{ mm}$$

La condición reglamentaria se cumple, pero la protección de avifauna establece que debe de existir 600 mm de distancia mínima entre el punto de posada y el punto en tensión más cercano, por lo que deberemos de forrar la grapa de suspensión y 300 mm de conductor por cada lado de la grapa, para proteger la zona de posada.

2.4.3. Distancia al terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables

La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, camino o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de:

$$D_t = D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} \text{ en metros} \qquad (70)$$

Siendo:

D_{el} Distancia de aislamiento en función de la tensión más elevada de la línea (m).

D_{add} Distancia de aislamiento adicional (5,3m).

La altura mínima marcada por el reglamento es de 6 m, aunque al tratarse de una línea que va a atravesar explotaciones agrícolas la atura mínima será de 7 m, con objeto de evitar accidentes por proyecciones de agua o por circulación de maquinaria. Se aplicara un coeficiente de seguridad de 0,2 para cumplir más holgadamente.

$$D = 5,3 + 0,27 = 5,57 \text{ m}$$

Adoptamos una distancia de 7,2 m.

2.4.4. Distancia a otras líneas eléctricas aéreas o a líneas aéreas de telecomunicaciones

Se procurará que el cruce se efectúe en la proximidad de uno de los apoyos de la línea más elevada, pero la distancia entre los conductores de la línea inferior y las partes más próximas de los apoyos de la línea superior no deberá ser inferior a:

$$D_{add} + D_{el} = 1,5 + D_{el} \text{ en metros} \qquad (71)$$

Sustituyendo:

$$D_{cla} = 1,5 + 0,27 = 1,77 \text{ m}$$

D_{cla} = Distancia de cruce con una línea eléctrica aérea.

Con un mínima de:

- 2 metros para líneas de tensión de hasta 45 kV.
- 3 metros para líneas de tensión superior a 45 kV y hasta 66 kV.
- 4 metros para líneas de tensión superior a 66 kV y hasta 132 kV.

Adoptaremos las siguientes distancias mínimas en los cruces con líneas:

LAAT Binefar 1 (110 kV) y LAMT Almunia (25 kV)…… D_{cla} = 40 m.

LAAT Aragón-Cazaril (66 kV) y LAMT Almunia (25 kV)……. D_{cla} = 30 m

La mínima distancia vertical entre los conductores de fase de ambas líneas en las condiciones más desfavorables, no deberá ser inferior a:

$$D_{add} + D_{pp} \text{ en metros} \qquad (72)$$

D_{add} = Distancia de aislamiento adicional.

Para distancias del apoyo de la línea superior al punto de cruce > 25 m

$$D_{add} = 2,5 \text{ m}$$

Sustituyendo valores la distancia mínima vertical a la línea eléctrica aérea (D_{vla}), será;

$$D_{vla} = 2,5 + 0,33 = 2,83 \text{ m}$$

Nº apoyo	Cruce	Vano (m)	Tipo cadena	F max (m)	Dt (m)	Dv laat min (m)
6 - 7	L.A.A.T. Binefar 1 (110 kV)	175	AMARRE	3,78	7,2	2,83
7 - 8	L.A.A.T. Aragón-Cazaril (66 kV)	195	AMARRE	4,70	7,2	2,83

Tabla 19. Cruce con LAAT.

I. Cruzamiento 2

- Cruzamiento con la Línea Aérea de Alta Tensión Binefar 1 de (110 kV), esta a una distancia del origen de 975 m, y situado entre los apoyos nº6 AL y nº7 AL. La distancia mínima entre los conductores de la LAAT y el punto más alto del conductor de la nueva línea en condiciones más desfavorables es de 6,20 m, cumpliendo con las especificaciones reglamentarias en la ITC-LAT 07, sobre distancias verticales.
- EL vano afectado por el cruzamiento es el vano nº6 con una longitud de 175 m y los apoyos que delimitan es vano son, apoyo nº6 C-3000-18-S2 CA y el apoyo nº7 C-3000-18-S2 CA.

II. Cruzamiento 3

- Cruzamiento con la Línea Aérea de Alta Tensión Aragón-Cazaril (66 kV), esta a una distancia del origen de 1140 m, y situado entre los apoyos nº7 AL y nº8 AL. La distancia mínima entre los conductores de la LAAT y el punto más alto del conductor de la nueva línea en condiciones más desfavorables es de 7,20 m, cumpliendo con las especificaciones reglamentarias en la ITC-LAT 07, sobre distancias verticales.
- EL vano afectado por el cruzamiento es el vano nº7 con una longitud de 195 m y los apoyos que delimitan es vano son, apoyo nº7 C-3000-18-S2 CA y el apoyo nº8 C-1000-16-S2 CA.

2.4.5. Distancia a carreteras

Para la Red de Carreteras del Estado, la instalación de apoyos se realizará preferentemente detrás de la línea límite de edificación y a una distancia a la arista exterior de la calzada superior a vez y media su altura. La línea límite de edificación es la situada a 50 metros en autopistas, autovías y vías rápidas, y a 25 metros en el resto de carreteras de la Red de Carreteras del Estado de la arista exterior de la calzada.

Para las carreteras no pertenecientes a la Red de Carreteras del estado, la instalación de los apoyos deberá cumplir la normativa vigente de cada Comunidad Autónoma aplicable a tal efecto.

Cruzamientos

La distancia mínima de los conductores sobre la rasante de la carretera será de:

$$D_{add} + D_{el} \text{ en metros} \qquad (73)$$

con una distancia mínima de 7 metros.

Siendo:

D_{add} = 7,5 para líneas de categoría especial.

D_{add} = 6,3 para líneas del resto de categorías.

Sustituyendo obtenemos una distancia mínima de:

$$6,3 + 0,27 = 6,57 \text{ m} < 7\text{m}$$

Adoptaremos una distancia mínima de los conductores sobre la rasante de la carretera de 7,2 m, aumentado la distancia mínima con un coeficiente de seguridad de 0,2 m.

A lo largo de la línea se producen dos cruzamientos cuyas características son las siguientes:

III. Cruzamiento 1

- Cruzamiento con carretera A-1237, esta a una distancia del origen de 190 m, y situado entre los apoyos nº2 ANG y nº3 AL. La distancia mínima entre la rasante de la carretera y el punto más bajo del conductor de la nueva línea en condiciones más desfavorables es de 10,3 m, cumpliendo con las especificaciones reglamentarias en la ITC-LAT 07, sobre distancias verticales.
- EL vano afectado por el cruzamiento es el vano nº2 con una longitud de 160 m y los apoyos que delimitan es vano son, apoyo nº2 C-7000-20-N2, y el apoyo nº3 C-7000-18-N2.

IV. Cruzamiento 4

- Cruzamiento con autovía A-22, esta a una distancia del origen de 2420m, y situado entre los apoyos nº15 AC y nº16 AC-AG. La distancia mínima entre la rasante de la carretera y el punto más bajo del conductor de la nueva línea en condiciones más desfavorables es de 8,9m, cumpliendo con las especificaciones reglamentarias en la ITC-LAT 07, sobre distancias verticales.
- EL vano afectado por el cruzamiento es el vano nº16 con una longitud de 182 m y los apoyos que delimitan es vano son, apoyo nº15 C-2000-18-S2 y el apoyo nº16 C-3000-18-S2.

4.6 ALTURA DE LOS APOYOS

Teniendo en cuenta todas las condiciones expuestas anteriormente la altura mínima de cada apoyo la obtendremos con la siguiente expresión:

$$H = a_r + d + f + e \qquad (74)$$

Siendo:

a_r = Perdida de altura por armado.

d = Altura sobre el suelo.

f = Flecha máxima.

e = Empotramiento en el suelo.

Nº apoyo	Función	Armado	H min (m)
1	FL	N2	18,18
2	AG	N2	16,90
3	AL	N2	17,27
4	AL	N2	17,46
5	FL	N2	18,22
6	AL	S2	16,07
7	AL	S2	16,99
8	AL	S2	14,51
9	AG	S2	14,89
10	AL	S2	14,75
11	AL	S2	14,75
12	AL	S2	14,75
13	AL	S2	14,75
14	AL	S2	14,75
15	AC	S2	16,32
16	AC-AG	S2	16,21
17	AL	S2	15,48
18	AL	S2	15,48
19	FL	L2	14,07
20	AL	S2	15,57
21	AL	S2	15,57
22	AL	S2	15,57
23	AG	S2	16,06
24	AL	S2	15,57
25	AL	S2	15,57
26	AL	S2	15,57
27	AL	S2	14,73
28	AL	S2	15,35
29	AL	S2	15,57
30	AL	S2	15,57
31	AL	S2	15,57
32	AG	S2	16,96

Nº apoyo	Función	Armado	H min (m)
33	AL	S2	16,93
34	AL	S2	16,93
35	FL	L2	12,55
36	FL	L2	12,55

Tabla 20. Altura mínima apoyos.

2.7. SELECCIÓN DE LOS APOYOS

Atendiendo al tipo de cadena de aislamiento y a su función en la línea, los apoyos se clasifican en:

a) Apoyo de suspensión: Apoyo con cadenas de aislamiento de suspensión.

b) Apoyo de amarre: Apoyo con cadenas de aislamiento de amarre.

c) Apoyo de anclaje: Apoyo con cadenas de aislamiento de amarre destinado a proporcionar un punto firme en la línea. Limitará, en ese punto, la propagación de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional. Todos los apoyos de la línea cuya función sea de anclaje tendrán identificación propia en el plano de detalle del proyecto de la línea.

d) Apoyo de principio o fin de línea: Son los apoyos primero y último de la línea, con cadenas de aislamiento de amarre, destinados a soportar, en sentido longitudinal, las solicitaciones del haz completo de conductores en un solo sentido.

e) Apoyos especiales: Son aquellos que tienen una función diferente a las definidas en la clasificación anterior.

Atendiendo a su posición relativa respecto al trazado de la línea, los apoyos se clasifican en:

1. Apoyo de alineación: Apoyo de suspensión, amarre o anclaje usado en un tramo rectilíneo de la línea.
2. Apoyo de ángulo: Apoyo de suspensión, amarre o anclaje colocado en un ángulo del trazado de una línea.

2.7.1. Hipótesis de cálculo de los apoyos

Las diferentes hipótesis que se tendrán en cuenta en el cálculo mecánico de los apoyos serán las que se especifican en la tabla 5 y 6 del apartado 3.5.3 de la ITC-LAT 07.

TIPO DE APOYO		**1ª HIPÓTESIS (Viento)**	**3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)**	**4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)**
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) Sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) Temperatura -5ºC		
	T	Cargas permanentes (apdo.	ALINEACIÓN:	

<table>
<tr><td rowspan="2"></td><td></td><td>3.1.1)
Sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2)
- Apoyo.
SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)</td><td colspan="2">No aplica.

ÁNGULO:
Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)</td></tr>
<tr><td>L</td><td>No aplica.</td><td>Desequilibrio de tracciones (apdo 3.1.4.1)</td><td>Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1)</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Amarre de Alineación
o
Amarre de Ángulo</td><td>V</td><td colspan="3">Cargas permanentes (apdo. 3.1.1)
Sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2)
Temperatura -5ºC</td></tr>
<tr><td>T</td><td>Cargas permanentes (apdo. 3.1.1)
Sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2)
- Apoyo.
SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)</td><td colspan="2">ALINEACIÓN:
No aplica.

ÁNGULO:
Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)</td></tr>
<tr><td>L</td><td>No aplica</td><td>Desequilibrio de tracciones (apdo 3.1.4.2)</td><td>Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.2)</td></tr>
<tr><td colspan="5">V: Esfuerzo vertical T: Esfuerzo transversal L: Esfuerzo transversal</td></tr>
</table>

Tabla 21. Apoyos de la línea situados en zona A

TIPO DE APOYO		**1ª HIPÓTESIS (Viento)**	**3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)**	**4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)**
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) Sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) Temperatura -5ºC		
	T	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) Sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) -Conductores - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	L	No aplica	Desequilibrio detracciones (apartado 3.1.4.3)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.3.)
Fin de línea	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) Sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) Temperatura -5ºC	No aplica	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) Sobrecarga de viento (apdo.

				3.1.2) Temperatura -5ºC
	T	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) Sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) -Conductores - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		No aplica
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).		Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.4)
V: Esfuerzo vertical		T: Esfuerzo transversal		L: Esfuerzo transversal

Tabla 22. Apoyos de la línea situados en zona A

Los coeficientes de seguridad de los apoyos serán diferentes según el carácter de la hipótesis de cálculo a que han de ser aplicados. En este sentido, las hipótesis se clasifican de acuerdo con la tabla siguiente.

Tipo de apoyo	Hipótesis normales	Hipótesis anormales
Alineación	1ª, 2ª	3ª,4ª
Angulo	1ª, 2ª	3ª,4ª
Anclaje	1ª, 2ª	3ª,4ª
Fin de línea	1ª, 2ª	4ª

Tabla 23. Hipótesis de cálculo según el tipo de apoyo.

2.7.2. Parámetros para el cálculo de los apoyos

Para este apartado se definen una serie de parámetros necesarios para el cálculo de los esfuerzos a los que están sometidos los apoyos.

- Eolovano: se define como la longitud de vano horizontal a considerar para la determinación del esfuerzo que debido a la acción del viento sobre los conductores, transmiten estos al apoyo. Esta longitud queda determinada por la semisuma de los vanos contiguos al apoyo.

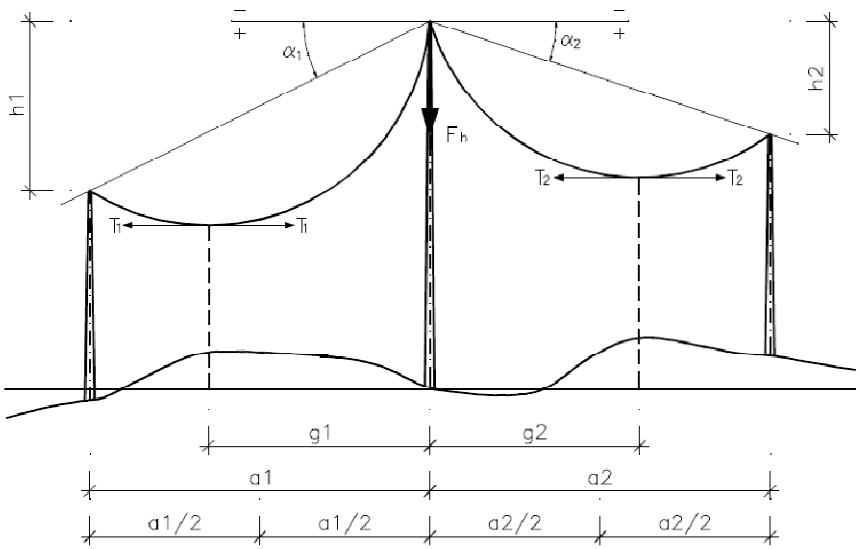
$$a_e = \frac{L1+L2}{2} \qquad (75)$$

a_e = Eolovano (m).

L1 = Vano anterior al apoyo objeto de estudio (m).

L2 = Vano posterior al apoyo en estudio (m).

- Desnivel: es la diferencia de pendientes entre el punto más alto del apoyo anterior y posterior, al apoyo que es objeto de estudio.



Para poder calcular este valor es necesario utilizar la siguiente expresión:

$$N = tg\alpha_1 + tg\alpha_2 = \frac{h0-h1}{L1} + \frac{h0-h2}{L2} \qquad (76)$$

Donde:

N = Desnivel (m).

h0 = Altura del punto de sujeción de los conductores en el apoyo de cálculo (m).

h1 = Altura del punto de sujeción de los conductores en el apoyo anterior al cálculo (m).

h2 = Altura del punto de sujeción de los conductores en el apoyo posterior al cálculo (m).

- Peso propio del conductor, sobrecarga viento. Dependiendo de la hipótesis aplicada para el cálculo, el peso y la sobrecarga son:

Conductor: (LA-110) 94-AL1/22-ST1A

Peso del conductor (Kg/m)	0,433
Sobrecarga por viento (Kg/m)	0,945

- Peso de las cadenas de aisladores en amarre y suspensión:

Cadenas de amarre (Kg)	16,7
Cadenas de suspensión (Kg)	13,2

Tensión máxima debida a la hipótesis de viento a -5ºC. Para este caso la tensión es la misma para todos los vanos y coincide con la tensión máxima admisible que asegura un coeficiente de seguridad de valor 4.

T = 1100 Kg

A continuación se detalla el método de cálculo de los distintos esfuerzos que requiere la normativa.

1) Cargas permanentes

Se considerarán las cargas verticales debidas al peso propio de los distintos elementos: conductores, aisladores, herrajes, teniendo en cuenta la componente introducida por el desnivel.

2) Fuerzas del viento sobre los componentes de la línea aérea

Se supondrá el viento horizontal, actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide.

La acción del viento, en función de su velocidad, da lugar a las fuerzas que a continuación se indican sobre los distintos elementos de la línea.

a) Fuerzas del viento sobre conductores

La presión del viento en los conductores causa fuerzas transversales a la dirección de la línea, al igual que aumenta las tensiones sobre los conductores.

Considerando los vanos adyacentes, la fuerza del viento sobre un apoyo de alineación, será para cada conductor:

$$F_c = q \cdot d \cdot \frac{L1 \cdot L2}{2} \quad (77)$$

d = diámetro conductor (m).

q = presión del viento.

En las fuerzas del viento sobre apoyos en ángulo, ha de tenerse en cuenta la influencia del cambio en la dirección de la línea, así como las longitudes de los vanos adyacentes.

b) Fuerzas del viento sobre cadenas de aisladores

La fuerza del viento sobre las cadenas será:

$$F_c = q \cdot Ai \quad (78)$$

Ai = área de la cadena de aisladores proyectada horizontalmente en un plano vertical paralelo al eje de la cadena de aisladores, m^2.

Q = presión del viento = $70 \frac{Vv}{120}$ daN/m2

3) Desequilibrio de tracciones

a) Desequilibrio en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de aislamiento de suspensión

Para líneas de tensión nominal igual o inferior a 66 kV se considerará por este concepto un esfuerzo longitudinal equivalente al 8 por 100 de las tracciones unilaterales de todos los conductores y cables de tierra. Este esfuerzo se podrá considerar distribuido en el eje del apoyo a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra.

b) Desequilibrio en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de aislamiento de amarre

Para líneas de tensión nominal igual o inferior a 66 kV se considerará por este concepto un esfuerzo equivalente al 15 por 100 de las tracciones unilaterales de todos los conductores y cables de tierra. Este esfuerzo se podrá considerar distribuido en el eje del apoyo a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra. En los apoyos de ángulo con cadena de aislamiento de amarre se valorará el esfuerzo de ángulo creado por esta circunstancia.

c) Desequilibrio en apoyos de anclaje

Se considerará por este concepto un esfuerzo equivalente al 50 por 100 de las tracciones unilaterales de los conductores y cables de tierra.

Para líneas de tensión nominal igual o inferior a 66 kV este esfuerzo se podrá considerar distribuido en el eje del apoyo a la altura de los puntos de fijación de los conductores y cables de tierra. En los apoyos de anclaje con ángulo se valorará el esfuerzo de ángulo creado por esta circunstancia.

d) Desequilibrio en apoyos de fin de línea

Se considerará por el mismo concepto un esfuerzo igual al 100 por 100 de las tracciones unilaterales de todos los conductores y cables de tierra, considerándose aplicado cada esfuerzo en el punto de fijación del correspondiente conductor o cable de tierra al apoyo. Se deberá tener en cuenta, por consiguiente, la torsión a que estos esfuerzos pudieran dar lugar.

4) <u>Esfuerzos longitudinales por rotura de conductores</u>

a) Rotura de conductores en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de suspensión

El valor mínimo admisible del esfuerzo de rotura que deberá considerarse será: el 50 por 100 de la tensión del cable roto en las líneas con un conductor por fase.

b) Rotura de conductores en apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre

Se considerará el esfuerzo correspondiente a la rotura de un solo conductor por fase o cable de tierra, sin reducción alguna de su tensión.

En los apoyos de ángulo con cadenas de amarre se valorará, además del esfuerzo de torsión que se produce según lo indicado, el esfuerzo de ángulo creado por esta circunstancia en su punto de aplicación.

c) Rotura de conductores en apoyos de anclaje

Se considerará el esfuerzo correspondiente a la rotura de un solo conductor por fase o cable de tierra, en líneas con un conductor por fase, sin reducción alguna de su tensión.

d) Rotura de conductores en apoyos de fin de línea

Se considerará el esfuerzo correspondiente a la rotura de un solo conductor por fase o cable de tierra, en líneas con un conductor por fase, sin reducción alguna de su tensión.

2.7.3. Tabla de esfuerzos

A continuación se muestran una serie de tablas con los esfuerzos calculados para cada apoyo en las distintas hipótesis que marca el Reglamento:

				1ª Hipótesis (Viento) (Kg)		
Apoyo	Función	Vano (m)	Eo (m)	T	V	L
1	FL	190	95	506,00	672,51	6600,00
2	AG	160	175	5497,00	657,25	
3	AL	170	165	940,41	991,37	
4	AL	180	175	990,81	649,85	
5	FL	190	185	1041,21	1050,74	6600,00
6	AL	175	182,5	514,31	550,02	
7	AL	195	185	520,61	614,07	
8	AL	150	172,5	489,11	370,64	
9	AG	160	155	848,86	453,63	
10	AL	160	160	423,60	412,44	
11	AL	160	160	423,60	412,44	
12	AL	160	160	423,60	412,44	
13	AL	160	160	423,60	384,09	
14	AL	160	160	423,60	421,89	
15	AC	182	171	485,33	514,54	
16	AC-AG	179	180,5	855,88	440,68	
17	AL	178	178,5	470,22	538,12	
18	AL	178	178	468,96	410,34	
19	FL	180	179	505,49	440,84	3300,00
20	AL	180	180	474,00	446,82	
21	AL	180	180	474,00	430,02	
22	AL	180	180	474,00	413,22	
23	AG	180	180	1250,80	526,42	
24	AL	180	180	474,00	421,62	
25	AL	180	180	474,00	413,22	
26	AL	180	180	474,00	430,02	
27	AL	160	170	448,80	459,03	
28	AL	175	167,5	442,50	404,90	
29	AL	180	177,5	467,70	452,45	
30	AL	180	180	474,00	413,22	
31	AL	180	180	474,00	421,62	
32	AG	195	187,5	2254,95	527,76	
33	AL	195	195	511,80	450,15	
34	AL	195	195	511,80	527,69	
35	FL	140	167,5	476,51	322,15	3300,00
36	FL		70	203,60	358,63	3300,00

Tabla 24. Resumen de esfuerzos para primera hipótesis.

				3ª Hipótesis (Desequilibrio de tracciones) (Kg)		
Apoyo	Función	Vano (m)	Eo (m)	T	V	L
1	FL	190	95			
2	AG	160	175	5497,00	657,25	990,00
3	AL	170	165		991,37	990,00
4	AL	180	175		649,85	990,00
5	FL	190	185			
6	AL	175	182,5		550,02	264,00
7	AL	195	185		614,07	264,00
8	AL	150	172,5		370,64	264,00
9	AG	160	155	848,86	453,63	495,00
10	AL	160	160		412,44	264,00
11	AL	160	160		412,44	264,00
12	AL	160	160		412,44	264,00
13	AL	160	160		384,09	264,00
14	AL	160	160		421,89	264,00
15	AC	182	171		514,54	1650,00
16	AC-AG	179	180,5	855,88	440,68	1650,00
17	AL	178	178,5		538,12	264,00
18	AL	178	178		410,34	264,00
19	FL	180	179			
20	AL	180	180		446,82	264,00
21	AL	180	180		430,02	264,00
22	AL	180	180		413,22	264,00
23	AG	180	180	1250,80	526,42	495,00
24	AL	180	180		421,62	264,00
25	AL	180	180		413,22	264,00
26	AL	180	180		430,02	264,00
27	AL	160	170		459,03	264,00
28	AL	175	167,5		404,90	264,00
29	AL	180	177,5		452,45	264,00
30	AL	180	180		413,22	264,00
31	AL	180	180		421,62	264,00
32	AG	195	187,5	2254,95	527,76	495,00
33	AL	195	195		450,15	264,00
34	AL	195	195		527,69	264,00
35	FL	140	167,5			
36	FL		70			

Tabla 25. Resumen de esfuerzos para la tercera hipótesis.

				4ª Hipótesis Rotura de conductores (Kg)		
Apoyo	Función	Vano (m)	Eo (m)	T	V	L
1	FL	190	95		672,51	1100,00
2	AG	160	175	5497,00	657,25	1100,00
3	AL	170	165		991,37	
4	AL	180	175		649,85	
5	FL	190	185		1050,74	1100,00
6	AL	175	182,5		550,02	
7	AL	195	185		614,07	
8	AL	150	172,5		370,64	
9	AG	160	155	848,86	453,63	
10	AL	160	160		412,44	
11	AL	160	160		412,44	
12	AL	160	160		412,44	
13	AL	160	160		384,09	
14	AL	160	160		421,89	
15	AC	182	171		514,54	1100,00
16	AC-AG	179	180,5	855,88	440,68	1100,00
17	AL	178	178,5		538,12	
18	AL	178	178		410,34	
19	FL	180	179		440,84	1100,00
20	AL	180	180		446,82	
21	AL	180	180		430,02	
22	AL	180	180		413,22	
23	AG	180	180	1250,80	526,42	
24	AL	180	180		421,62	
25	AL	180	180		413,22	
26	AL	180	180		430,02	
27	AL	160	170		459,03	
28	AL	175	167,5		404,90	
29	AL	180	177,5		452,45	
30	AL	180	180		413,22	
31	AL	180	180		421,62	
32	AG	195	187,5	2254,95	527,76	
33	AL	195	195		450,15	
34	AL	195	195		527,69	
35	FL	140	167,5		322,15	1100,00
36	FL		70		358,63	1100,00

Tabla 26. Resumen de esfuerzos para la cuarta hipótesis.

				1ª Hipotesis (Viento) Seguridad reforzada 25%		
Apoyo	Función	Vano (m)	Eo (m)	T	V	L
2	AG	160	175	6871,25	821,57	
3	AL	170	165	1175,52	1239,21	
6	AL	175	182,5	642,88	687,52	
7	AL	195	185	650,76	767,59	
8	AL	150	172,5	611,38	463,30	
15	AC	182	171	606,66	643,17	
16	AC-AG	179	180,5	1069,85	550,85	

Tabla 27. Resumen de esfuerzos 1ª Hipótesis con seguridad reforzada.

2.7.4. Apoyos seleccionados

En la elección de los apoyos se ha tenido en cuenta los esfuerzos calculados en el apartado anterior y las alturas mínimas calculadas.

Nº apoyo	Tipo	Armado	a (m)	b (m)	c (m)
1	C-7000-20-N2	N2	1,5	1,8	1,75
2	C-7000-20-N2	N2	1,5	1,8	1,75
3	C-7000-18-N2	N2	1,5	1,8	1,75
4	C-3000-18-N2	N2	1,5	1,8	1,75
5	C-7000-20-N2	N2	1,5	1,8	1,75
6	C-3000-18-S2	S2	1,5	1,2	1,75
7	C-3000-18-S2	S2	1,5	1,2	1,75
8	C-1000-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
9	C-1000-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
10	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
11	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
12	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
13	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
14	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
15	C-3000-18-S2	S2	1,5	1,2	1,75
16	C-3000-18-S2	S2	1,5	1,2	1,75
17	C-500-18-S2	S2	1,5	1,2	1,75
18	C-500-18-S2	S2	1,5	1,2	1,75
19	C-4500-16-L2	L2	1,5	-	-
20	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
21	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
22	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
23	C-2000-18-S2	S2	1,5	1,2	1,75
24	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
25	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75

Nº apoyo	Tipo	Armado	a (m)	b (m)	c (m)
26	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
27	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
28	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
29	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
30	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
31	C-500-16-S2	S2	1,5	1,2	1,75
32	C-3000-18-S2	S2	1,5	1,2	1,75
33	C-1000-18-S2	S2	1,5	1,2	1,75
34	C-1000-18-S2	S2	1,5	1,2	1,75
35	C-4500-14-L2	L2	1,5	-	-
36	C-4500-14-L2	L2	1,5	-	-

Tabla 28. Características de los apoyos.

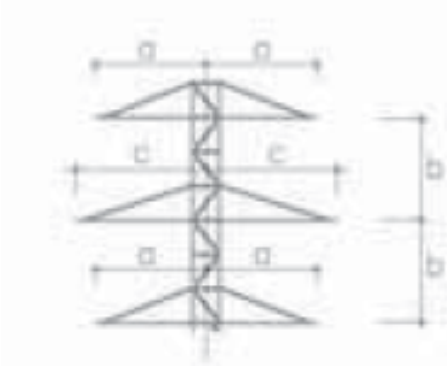


Figura .Armado tipo N2.

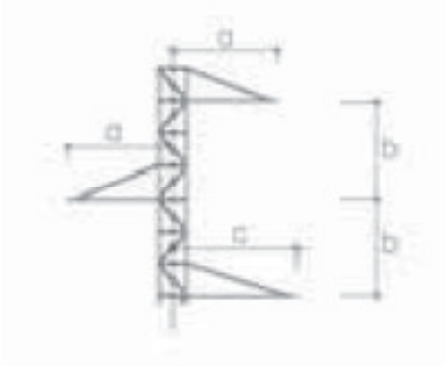


Figura .Armado tipo S2.

Figura .Armado tipo L2.

Por tanto los apoyos que se usaran en el diseño de la línea son:

Nº apoyo	Tipo	Función	H libre (m)
1	C-7000-20-N2	FL	9,02
2	C-7000-20-N2	AG	10,30
3	C-7000-18-N2	AL	7,93
4	C-3000-18-N2	AL	7,74
5	C-7000-20-N2	FL	8,98
6	C-3000-18-S2	AL	9,13
7	C-3000-18-S2	AL	8,21
8	C-1000-16-S2	AL	8,69
9	C-1000-16-S2	AG	8,31
10	C-500-16-S2	AL	8,45
11	C-500-16-S2	AL	8,45
12	C-500-16-S2	AL	8,45
13	C-500-16-S2	AL	8,45
14	C-500-16-S2	AL	8,45
15	C-3000-18-S2	AC	8,88
16	C-3000-18-S2	AC-AG	8,99
17	C-500-18-S2	AL	9,72
18	C-500-18-S2	AL	9,72
19	C-4500-16-L2	FL	9,13
20	C-500-16-S2	AL	7,63
21	C-500-16-S2	AL	7,63
22	C-500-16-S2	AL	7,63
23	C-2000-18-S2	AG	9,14
24	C-500-16-S2	AL	7,63
25	C-500-16-S2	AL	7,63
26	C-500-16-S2	AL	7,63
27	C-500-16-S2	AL	8,47
28	C-500-16-S2	AL	7,85
29	C-500-16-S2	AL	7,63
30	C-500-16-S2	AL	7,63
31	C-500-16-S2	AL	7,63
32	C-3000-18-S2	AG	8,24
33	C-1000-18-S2	AL	8,27
34	C-1000-18-S2	AL	8,27
35	C-4500-14-L2	FL	8,65
36	C-4500-14-L2	FL	8,65

Tabla 29. Resumen apoyos utilizados.

2.7.5. Cimentación de los apoyos

La cimentación de los apoyos estará constituida por monobloques de hormigón, habiéndose verificado el vuelco con la formula de Sulzberger con coeficiente de seguridad 1,5. Deben cumplir lo establecido en la ITC-LAT 07.

El momento de vuelco viene dado por:

$$M_v = F \cdot (h + (2/3)\ t) \qquad (79)$$

Siendo:

M_v = Momento de vuelco (Kg.m).

F = Esfuerzo nominal del apoyo (Kg).

h = Altura a la que se produce el esfuerzo (m).

t = Altura de la cimentación (m).

El momento estabilizador lo calcularemos con la siguiente expresión:

$$M_r = 139 \cdot K \cdot a \cdot t^4 + 2200 \cdot a^3 \cdot t \cdot 0{,}4 \qquad (80)$$

M_r = Momento resistente o estabilizador (Kg.m).

K = Coeficiente de estabilidad del terreno, 12 Kg/cm^3.

a = Anchura cimentación (m).

Apoyo	Tipo	Tipo de cimentación	a (m)	t (m)	Cs	Vol. excav. (m3)	Vol. hormigón (m3)
1	C-7000-20-N2	Monobloque	2,04	2,96	2,13	12,32	13,43
2	C-7000-20-N2	Monobloque	2,04	2,96	2,13	12,32	13,43
3	C-7000-18-N2	Monobloque	1,88	2,93	2,08	10,36	11,29
4	C-3000-18-N2	Monobloque	1,25	2,69	2,22	4,20	4,58
5	C-7000-20-N2	Monobloque	2,04	2,96	2,13	12,32	13,43
6	C-3000-18-S2	Monobloque	1,25	2,69	2,22	4,20	4,58
7	C-3000-18-S2	Monobloque	1,25	2,69	2,22	4,20	4,58
8	C-1000-16-S2	Monobloque	1,15	2,13	2,77	2,82	3,07
9	C-1000-16-S2	Monobloque	1,15	2,13	2,77	2,82	3,07
10	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
11	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
12	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
13	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
14	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
15	C-3000-18-S2	Monobloque	1,25	2,69	2,22	4,20	4,58
16	C-3000-18-S2	Monobloque	1,25	2,69	2,22	4,20	4,58
17	C-500-18-S2	Monobloque	1,16	1,55	1,52	2,09	2,27
18	C-500-18-S2	Monobloque	1,16	1,55	1,52	2,09	2,27
19	C-4500-16-L2	Monobloque	1,17	2,82	1,88	3,86	4,21

Apoyo	Tipo	Tipo de cimentación	a (m)	t (m)	Cs	Vol. excav. (m3)	Vol. hormigón (m3)
20	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
21	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
22	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
23	C-2000-18-S2	Monobloque	1,24	2,48	2,40	3,81	4,16
24	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
25	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
26	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
27	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
28	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
29	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
30	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
31	C-500-16-S2	Monobloque	1,14	1,53	1,60	1,99	2,17
32	C-3000-18-S2	Monobloque	1,25	2,69	2,22	4,20	4,58
33	C-1000-18-S2	Monobloque	1,23	2,2	2,99	3,33	3,63
34	C-1000-18-S2	Monobloque	1,23	2,2	2,99	3,33	3,63
35	C-4500-14-L2	Monobloque	1,1	2,82	2,03	3,41	3,72
36	C-4500-14-L2	Monobloque	1,1	2,82	2,03	3,41	3,72

Tabla 30. Características de las cimentaciones.

Las características dimensionales de las cimentaciones se acompañan en los planos adjuntos.

2.7.6. Puesta a tierra de los apoyos

El sistema de puesta a tierra estará constituido por uno o varios electrodos de puesta a tierra enterrados en el suelo y por la línea de tierra que conecta dichos electrodos a los elementos que deban quedar puestos a tierra. El valor de su resistencia de puesta a tierra será inferior a 20 Ω.

Los elementos que componen el sistema de puesta a tierra son:

- Línea de tierra, formada por un conductor de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección.
- Electrodo de puesta a tierra.

Los electrodos de puesta a tierra podrán disponerse de las siguientes formas:

- Electrodo de difusión vertical, formado con picas con alma de acero y recubrimiento de cobre de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro, enterrados a una profundidad de 0,5 m y unidas por conductor de cobre desnudo de sección 50 mm^2, que irá protegido mediante tubo de plástico rígido de 21 mm de diámetro en el tramo que discurre la cimentación.
- Electrodos horizontales formando una red mallada o en forma de anillo, formada por picas con alma de acero y recubrimiento de cobre de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro. Como anillo difusor se empleara conductor de cobre de 50 mm^2. Las uniones pica-conductor

y línea de tierra-anillo se realizarán mediante conector de compresión y en la cimentación irá embebido un tubo de plástico rígido de 21 mm de diámetro.

En la siguiente tabla se muestran las características del terreno, el electrodo seleccionado para los diferentes apoyos de la línea y la resistencia obtenida con estos electrodos.

Nº apoyo	Función	Resistividad (Ω. m)	Electrodo	Rt (Ω)	Vp (V)	Vp adm (V)
1	FL	120	30-30/8/42	12,6	1101,29	4490,20
2	AG	100	8/32.	13,5	863,65	4396,00
3	AL	100	8/32.	13,5	863,65	4396,00
4	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
5	FL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
6	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
7	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
8	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
9	AG	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
10	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
11	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
12	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
13	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
14	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
15	AC	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
16	AC-AG	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
17	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
18	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
19	FL	80	30-30/8/42	8,4	779,35	4301,80
20	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
21	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
22	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
23	AG	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
24	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
25	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
26	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
27	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
28	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
29	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
30	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
31	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
32	AG	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
33	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
34	AL	80	8/22.	15,52	992,83	4301,80
35	FL	80	30-30/8/42	8,4	779,35	4301,80
36	FL	80	30-30/8/42	8,4	779,35	4301,80

Tabla 31. Características de la PAT.

En los apoyos frecuentados a fin de reducir los riesgos a las personas y los bienes se recurre al empleo de medidas adicionales, tal como establece la ITC-LAT 07 del RLAT. Estas medidas, pueden ser:

a) Macizo de hormigón con mallazo unido al electrodo de puesta a tierra, de 1,2 m de ancho, perimetral con la cimentación del apoyo.
b) Sistemas antiescalo de fábrica de ladrillo o aislantes que impidan el contacto con las partes metálicas puestas a tierra.
c) Acera de hormigón, de 1,20 m, perimetral con la cimentación del apoyo.

Con objeto de que la tensión de contacto sea cero, se considera el caso "a" y "b", emplazándose una acera perimetral de hormigón a 1,2 m de la cimentación del apoyo. Embebido en el interior de dicho hormigón se instalará un mallado electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,3 x 0,3 m, a una profundidad de al menos 0,1 m. Este mallado se conectará a un punto a la puesta a tierra de protección del apoyo. El antiescalo aislaran el apoyo hasta una altura de 2,5 m.

3. LINEA SUBTERRANEA DE MEDIA TENSIÓN

3.1. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA

Tomando la recomendación de la empresa suministradora Fecsa-Endesa.

El conductor a instalar en los tramos urbanos de interconexión entre los diferentes Centros de Transformación en el municipio de Almunia de San Juan, (AL1, AL2, AL3, AL4,AL5), como el tramo desde la Subestación Cinca hasta el apoyo nº1 (MZ1) en Monzón, se instalara conductor unipolar de 240 mm^2 con una tensión nominal de 25 kV y nivel de aislamiento 18/30 kV capaz de soportar una intensidad en régimen permanente enterrado de 345A según norma UNE, sección utilizada también para posibles ampliaciones.

El conductor a instalar en las dos derivaciones desde la LAMT Almunia hasta los CTC´S (HU60910 y HU61803) será conductor unipolar 150 mm^2 con una tensión nominal de 25 kV y nivel de aislamiento 18/30 kV capaz de soportar una intensidad en régimen permanente enterrado de 260 A según norma UNE, sección utilizada en los Centros de Transformación alimentados en punta.

Los requisitos mínimos que se deberán cumplir al realizar el dimensionado de los conductores de la LSMT serán:

- El valor límite de la caída de tensión acumulada se establece en el 5%.
- Que la intensidad de corriente que circule por los conductores no supere la intensidad nominal de estos.

3.2. SECCIÓN DEL CABLE

Las líneas de media tensión se dimensionarán para soportar la carga y la caída de tensión del total de los centros de transformación que tengan conectados. Por lo que, para determinar la sección de los conductores se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Intensidad máxima admisible del cable.
- Intensidad máxima admisible durante un cortocircuito.
- Caída de tensión.

3.2.1. Intensidad Máxima Admisible del Cable

Las líneas se dimensionaran en base a la intensidad que circulará por cada tramo.

Por lo que en un sistema trifásico, la intensidad primaria Ip viene determinada por la expresión:

$$Ip = \frac{\mathrm{St}}{\sqrt{3}.\mathrm{V}} \qquad (81)$$

Siendo:

St = Potencia nominal aparente, (kVA).

V = Tensión compuesta primaria (25 kV).

Ip = Intensidad primaria (A).

En la siguiente tabla se muestran las intensidades máximas (Trafos. a plena carga), que circularan por los diferentes tramos según la configuración de celdas de los diferentes Centros de Transformación.

TRAMOS	Tensión (kV)	Longitud (m)	Potencia (kVA)	Intensidad (A)
AL1	25	35	1360	31,45
AL2	25	419	960	22,20
AL3	25	490	560	12,95
AL4	25	791	560	12,95
AL5	25	421	960	22,20
D1	25	125	50	1,16
D2	25	150	160	3,70
MZ1	25	45	1570	36,30

Tabla 32 . Potencias e intensidades de cada tramo.

Éste valor tiene que ser inferior a la intensidad máxima admisible del cable.

Según las "Normas Particulares y Condiciones Técnicas de Endesa" las tres secciones normalizadas para líneas de media tensión son de 150, 240 y 400 mm^2 de aluminio. Como el aislamiento que se va a utilizar en los cables es polietileno reticulado, las intensidades admisibles para esas secciones son:

Tensión		Sección nominal	Empresa & producto	Diámetro sobre el aislamiento	Diámetro ext. aprox.	Peso aprox.	Intensidad máxima en régimen permanente		Intens. máx. admiss. Reg. c.c.	Resist. máx. cond. a 20°C	Inductancia	Capacidad
Nominal	Máx. de servicio						Instalación al aire	Instalación enterrada				
(kV)	(kV)	(mm²)		(mm)	(mm)	(kg/km)	(A)	(A)	(kA)	(Ω/km)	(mH/km)	(µF/km)
12/20	24	95	ENDESA RHZ1-OL H16	24,5	35,0	1 130	255	205	9,0	0,3200	0,38	0,23
		150		27,5	38,0	1 370	335	260	14,2	0,2060	0,35	0,27
		240		31,5	42,0	1 740	455	345	22,7	0,1250	0,33	0,32
		400		37,0	47,5	2 310	610	445	37,8	0,0778	0,30	0,39
18/30	36	95		29,5	40,0	1 390	255	205	9,0	0,3200	0,41	0,17
		150		32,5	43,0	1 640	335	260	14,2	0,2060	0,38	0,20
		240		36,5	47,0	2 050	455	345	22,7	0,1250	0,36	0,24
		400		42,0	52,5	2 660	610	445	37,8	0,0778	0,33	0,29

Tabla 33. Características conductores aislados.

Como se puede ver, para este caso con una sección de *150 mm²* es suficiente, puesto que admite una carga de *260 A*, pero la NTP-LSMT de Fecsa-Endesa especifica:

Los cables a utilizar tendrán secciones de 3x1x400 mm2 o 3x1x240 mm² de aluminio como secciones normales para la red urbana, semiurbana o cualquier tipo que tenga una configuración estándar. Para los casos en que su longitud y trazado haga razonablemente imprevisible un futuro enlace con otra línea se podrán utilizar excepcionalmente conductores de sección 3x1x150 mm2 de aluminio.

Así que siguiendo la recomendación de la empresa suministradora se instalan secciones de 3x1x240 mm² en los tramos (MZ1, AL1, AL2, AL3, AL4 y AL5) y secciones de 3x1x150 mm² para las derivaciones (D1 y D2).

La potencia máxima a transportar por estos conductores será:

$$Smax = \sqrt{3} * U * Imax \qquad (82)$$

Smax = Potencia máxima que puede transportar el conductor (kVA).

U = Tensión de línea (kV).

Imax = Intensidad máxima que puede circular por el conductor en condiciones de la instalación (A).

Sustituyendo valores obtenemos:

Para el conductor de 240 mm² la potencia máxima a transportar será:

14.921 kVA.

Para el conductor de 150 mm² la potencia máxima a transportar será:

11.245 kVA.

Estás potencias son muy superiores a las potencias que tendrán que transportar las líneas.

3.2.2. Calculo eléctrico de los tramos subterráneos

a) Tramo MZ1

Los datos más importantes de la línea, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación:

- Categoría: 3º (25 kV) = U2
- Longitud (MZ1): 0,045 km
- Conductor: RHZ1-OL 18/30 kV 1x240 K AL+H16
- Resistencia del cable (20ºC) por km: 0,125 Ω/km
- Potencia a transportar por la línea: 1570 kVA
- Factor de potencia: 0,8 inductivo

La disposición de los cables se expone en los planos adjuntos y será en trébol.

Parámetros eléctricos totales de línea

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total cada uno de los valores hallados por km; así:

La impedancia del tramo será:

TRAMO	L (km)	R(20ºC) (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	φ (º)
MZ1	0,045	0,005625	0,0162	0,01714	70,88

La admitancia del tramo será:

TRAMO	L (km)	G (S)	B (S)	Y (S)	φ (º)
MZ1	0,045	0	3,39E-06	3,39E-06	90

Parámetros características del tramo

- Impedancia característica de la línea:

$$\overline{Zc} = \sqrt{\frac{\overline{Z\ linea}}{\overline{Y\ linea}}} \qquad (83)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{Zc} = 71{,}11\angle\ \text{-}9{,}77^{o}\ \Omega$$

- Angulo característico:

$$\overline{\theta c} = \sqrt{\overline{Zlinea} * \overline{Ylinea}} \qquad (84)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{\theta c} = 0{,}0002411\ \angle\ 80{,}47^{o}$$

- Potencia característica:

$$P_c = U^2_{linea}/Z_c \qquad (85)$$

Sustituyendo valores:

$$P_c = 25^2/71{,}11 = 8{,}78 \text{ MW}$$

Constantes auxiliares:

Consideramos las constantes A y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada.

$\overline{A} = \overline{D} = Cosh\,\overline{\theta c}$ $\quad \overline{B} = \overline{Zc}\,.Senh\,\overline{\theta c}$ $\quad \overline{C} = [1/(\overline{Zc})] * Senh\,\overline{\theta c}$

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en carga

Valores al final del tramo MZ1:

$P_2 = S_2 \text{ Cos } \varphi = 1570 \,.\, 0{,}8 = 1.256$ KW.

$Q_2 = S_2 \text{ Sen } \varphi = 1570 \,.\, 0{,}6 = 942$ kVAr

$\overline{S2} = 1.570 \angle 36{,}88º$ kVA

$\varphi_2 = 36{,}88º$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2*} = \overline{S2}/(\overline{V2}\,.3) \qquad (86)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$\overline{I2} = 36{,}21 \angle -36{,}88 \text{ A}$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2}\,.\bar{A} + \overline{I1}\,.\bar{B} \qquad (87)$$

$$\overline{I1} = \overline{V2}\,.\bar{C} + \overline{I2}\,.\bar{D} \qquad (88)$$

Los valores iníciales de la línea son:

$V1 = 14.451{,}38 \angle 0{,}0013º$ V

$U1 = \sqrt{3}\,.V1 = 25.000{,}89$ V

$\overline{V2} = 14.450{,}8671 \angle 0º$ V

$\overline{I1} = 36{,}18 \angle -36{,}82º$ A

$\overline{I2} = 36{,}214 \angle -36{,}88º$ A

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = 36{,}82º$

$\varphi_2 = -36{,}88º$

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 =$ 1.256,02 KW

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 =$937,71 kVAr

$\overline{S1}=\sqrt{3}.\overline{U1}.\overline{I1} =$1.568,782∠ 36,82º kVA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1-U2}{U1} = \frac{25000{,}89-25000}{25000{,}89}.100 = 0{,}0035\ \% \qquad (89)$$

Este valor es inferior al 10% por cada 10 Km, exigido.

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1-P2}{P1} = \frac{1256{,}02-1256}{1256{,}02}.\ 100 = 0{,}0017\ \% \qquad (90)$$

Este valor es inferior al 3% por cada 10 Km, exigido.

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{1256}{1256{,}02}.100 = 99{,}99\ \% \qquad (91)$$

Este valor es superior al 90% Reglamentario.

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en vacio

Valores al final del tramo MZ1:

$P_2 = S_2 \cos\varphi = 0$

$Q_2 = S_2 \operatorname{Sen}\varphi = 0$

$\overline{S2} = 0$

$\varphi_2 = 0$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle$ 0º V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2} = \frac{P2}{U2.\sqrt{3}.Coc\,\varphi 2} \angle(\varphi u2 - \varphi 2) \qquad (92)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$I2 = 0$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º\ V$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2}.\bar{A} + \overline{I1}.\bar{B} \qquad (93)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2}.\bar{C} + \overline{I2}.\bar{D} \qquad (94)$$

Los valores iníciales de la línea son:

V1 = 14.450,86 $\angle$ 0º V

U1= $\sqrt{3}.V1 =$ 24.999,99 V

$\overline{V2}$ = 14.450,86 $\angle$ 0º V

$\overline{I1}$ = 0,049 $\angle$ 90º A

$\overline{I2}$ = 0

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} =$ -90º

$\varphi_2 =$ 0º

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi1 =$ 1,35 E-5 W

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi1 =$ - 2119,5VAr

$\overline{S1}=\sqrt{3}.\overline{U1}.\bar{I1} =$ 2124,52 $\angle$ -90º VA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{24.999 - 25000}{24.999}.100 = -2{,}74E-6\,\% \qquad (95)$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{1{,}35E-5 - 0}{1{,}35E-5}.\,100 = 100\% \qquad (96)$$

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{0}{1{,}35E-5}.100 = 0\,\% \qquad (97)$$

Obsérvese que la caída de tensión es prácticamente nula pero de signo negativo por lo que se produce un pequeño efecto Ferranti.

La caída de tensión es AU<5%, mientras que la AP=100%, lo que resulta normal teniendo presente que la línea esta en vacio.

b) Tramo D1

Los datos más importantes de la línea, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación:

- Categoría: 3º (25 kV) = U2
- Longitud (D1): 0,125 km
- Conductor: RHZ1-OL 18/30 kV 1x150 K AL+H16
- Resistencia del cable (20ºC) por km: 0,206 Ω/km
- Potencia a transportar por la línea: 50 kVA
- Factor de potencia: 0,8 inductivo

La disposición de los cables se expone en los planos adjuntos y será en trébol.

Parámetros eléctricos totales de línea

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total cada uno de los valores hallados por km; así:

La impedancia del tramo será:

TRAMO	L (km)	R(20ºC) (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	φ (º)
D1	0,125	0,02575	0,0475	0,054	61,56

La admitancia del tramo será:

TRAMO	L (km)	G (S)	B (S)	Y (S)	φ (º)
D1	0,125	0	7,85E-06	7,85E-06	90

Parámetros características del tramo

- Impedancia característica de la línea:

$$\overline{Zc} = \sqrt{\frac{\overline{Z\ linea}}{\overline{Y\ linea}}} \qquad (98)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{Zc} = 82{,}96\angle\ \text{-}14{,}24^{o}\ \Omega$$

- Angulo característico:

$$\overline{\theta c} = \sqrt{\overline{Zlinea} * \overline{Ylinea}} \qquad (99)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{\theta c} = 0{,}00065\ \angle\ 75{,}81^{o}$$

- Potencia característica:

$$P_c = U^2_{linea}/Z_c \qquad (100)$$

Sustituyendo valores:

$$P_c = 25^2/82,96 = 7,53 \text{ MW}$$

Constantes auxiliares:

Consideramos las constantes A y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada.

$\overline{A} = \overline{D} = Cosh\,\overline{\theta c}$ $\quad \overline{B} = \overline{Zc}\,.Senh\,\overline{\theta c}$ $\quad \overline{C} = [1/(\overline{Zc})] * Senh\,\overline{\theta c}$

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en carga

Valores al final del tramo D1:

$P_2 = S_2 \text{ Cos } \varphi = 50 \,.\, 0,8 = 40 \text{ KW.}$

$Q_2 = S_2 \text{ Sen } \varphi = 50 \,.\, 0,6 = 30 \text{ kVAr}$

$\overline{S2} = 50 \angle 36,88º \text{ kVA}$

$\varphi_2 = 36,88º$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º \text{ V}$

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2*} = \overline{S2}/(\overline{V2}\,.3) \qquad (101)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$\overline{I2} = 1,15 \angle -36,88 \text{ A}$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450,8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2}\,.\bar{A} + \overline{I1}\,.\bar{B} \qquad (102)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2}\,.\bar{C} + \overline{I2}\,.\bar{D} \qquad (103)$$

Los valores iníciales de la línea son:

$V1 = 14.450,92 \angle 0,00010º \text{ V}$

$U1 = \sqrt{3}\,.V1 = 25.000,093 \text{ V}$

$\overline{V2} = 14.450,8671 \angle 0º \text{ V}$

$\overline{I1} = 1,089 \angle -32,10º \text{ A}$

$\overline{I2} = 1,15 \angle -36,88º \text{ A}$

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = 32,10º$

φ_2 = -36,88º

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 =$ 40.000,09 W

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 =$25.022,91 VAr

$\overline{S1}=\sqrt{3}.\overline{U1}.\overline{I1} =$47.213,64$\angle$ 32,10º VA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1-U2}{U1} = \frac{25000{,}093-25000}{25000{,}093}.100 = 0{,}00037\% \qquad (104)$$

Este valor es inferior al 10% por cada 10 Km exigido.

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1-P2}{P1} = \frac{40.000{,}09-40.000}{40.000{,}09}.\ 100 = 0{,}00024\ \% \qquad (105)$$

Este valor es inferior al 3% por cada 10 km, exigido.

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{40.000}{40.000{,}09}.100 = 99{,}99\ \% \qquad (106)$$

Este valor es superior al 90% Reglamentario.

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en vacio

Valores al final del tramo D1:

$P_2 = S_2$ Cos φ = 0

$Q_2 = S_2$ Sen φ = 0

$\overline{S2}$ = 0

φ_2 = 0

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle$ 0º V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2} = \frac{P2}{U2.\sqrt{3}.Coc\,\varphi 2} \angle(\varphi u2 - \varphi 2) \qquad (107)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$I2 = 0$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º\ V$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2}.\bar{A} + \overline{I1}.\bar{B} \qquad (108)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2}.\bar{C} + \overline{I2}.\bar{D} \qquad (109)$$

Los valores iníciales de la línea son:

V1 = 14.450,86 $\angle$ 0º V

U1= $\sqrt{3}.V1 =$ 24.999,99 V

$\overline{V2}$ = 14.450,86 $\angle$ 0º V

$\overline{I1}$ = 0,1134 $\angle$ 90º A

$\overline{I2}$ = 0

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} =$ -90º

$\varphi_2 =$ 0º

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 =$ 3,3 E-4 W

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 =$ - 4906,24VAr

$\overline{S1}=\sqrt{3}.\overline{U1}.\bar{I1} =$ 4917,88$\angle$ -90º VA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{24.999 - 25000}{24.999}.100 = -1{,}86E-5\ \% \qquad (110)$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{3{,}3E-4 - 0}{3{,}3E-4}.\ 100 = 100\% \qquad (111)$$

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{0}{3{,}35E-4}.100 = 0\ \% \qquad (112)$$

Obsérvese que la caída de tensión es prácticamente nula pero de signo negativo por lo que se produce un pequeño efecto Ferranti.

La caída de tensión es AU<5%, mientras que la AP=100%, lo que resulta normal teniendo presente que la línea esta en vacio.

c) Tramo D2

Los datos más importantes de la línea, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación:

- Categoría: 3º (25 kV) = U2
- Longitud (D2): 0,150 km
- Conductor: RHZ1-OL 18/30 kV 1x150 K AL+H16
- Resistencia del cable (20ºC) por km: 0,206 Ω/km

- Potencia a transportar por la línea: 160 kVA
- Factor de potencia: 0,8 inductivo

La disposición de los cables se expone en los planos adjuntos y será en trébol.

Parámetros eléctricos totales de línea

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total cada uno de los valores hallados por km; así:

La impedancia del tramo será:

TRAMO	L (km)	R(20ºC) (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	φ (º)
D2	0,150	0,0309	0,057	0,065	61,57

La admitancia del tramo será:

TRAMO	L (km)	G (S)	B (S)	Y (S)	φ (º)
D2	0,150	0	9,428E-06	9,428E-06	90

Parámetros características del tramo

- Impedancia característica de la línea:

$$\overline{Zc} = \sqrt{\frac{\overline{Z\ linea}}{\overline{Y\ linea}}} \qquad (113)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{Zc} = 82{,}96\angle\ \text{-}14{,}24^{o}\ \Omega$$

- Angulo característico:

$$\overline{\theta c} = \sqrt{\overline{Zlinea} * \overline{Ylinea}} \qquad (114)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{\theta c} = 0{,}00078\ \angle\ 75{,}81^{o}$$

- Potencia característica:

$$P_c = U^2_{linea}/Z_c \qquad (115)$$

Sustituyendo valores:

$$P_c = 25^2/82{,}96 = 7{,}53\ MW$$

Constantes auxiliares:

Consideramos las constantes A y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada.

$\overline{A} = \overline{D} = Cosh\,\overline{\theta c}$ $\qquad$ $\overline{B} = \overline{Zc}\,.Senh\,\overline{\theta c}$ $\qquad$ $\overline{C} = [1/(\overline{Zc})] * Senh\,\overline{\theta c}$

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en carga

Valores al final del tramo D2:

$P_2 = S_2 \text{ Cos } \varphi = 160 \cdot 0{,}8 = 128$ kW.

$Q_2 = S_2 \text{ Sen } \varphi = 160 \cdot 0{,}6 = 96$ kVAr

$\overline{S2} = 160 \angle 36{,}88º$ kVA

$\varphi_2 = 36{,}88º$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2*} = \overline{S2}/(\overline{V2} \cdot 3) \qquad (116)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$\overline{I2} = 3{,}69 \angle -36{,}88 \text{ A}$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2} \cdot \bar{A} + \overline{I1} \cdot \bar{B} \qquad (117)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2} \cdot \bar{C} + \overline{I2} \cdot \bar{D} \qquad (118)$$

Los valores iníciales de la línea son:

$V1 = 14.451{,}08 \angle 0{,}0004º$ V

$U1 = \sqrt{3} \cdot V1 = 25.000{,}37$ V

$\overline{V2} = 14.450{,}8671 \angle 0º$ V

$\overline{I1} = 3{,}66 \angle -35{,}16º$ A

$\overline{I2} = 3{,}69 \angle -36{,}88º$ A

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = 35{,}16º$

$\varphi_2 = -36{,}88º$

$P_1 = \sqrt{3} \cdot U1 \cdot I1 \cdot Cos\,\varphi 1 = 128{,}001$ kW

$Q_1 = \sqrt{3} \cdot U1 \cdot I1 \cdot Sen\,\varphi 1 = 89{,}887$ kVAr

$\overline{S1} = \sqrt{3} \cdot \overline{U1} \cdot \bar{I1} = 156{,}532 \angle 35{,}16º$ kVA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{25000{,}37 - 25000}{25000{,}37} \cdot 100 = 0{,}0014\% \qquad (119)$$

Este valor es inferior al 10% por cada 10 Km exigido.

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{128.001 - 128.000}{128.001} . 100 = 0{,}00096\ \% \qquad (120)$$

Este valor es inferior al 3% por cada 10 km, exigido.

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1} . 100 = \frac{128.000}{128.001} .100 = 99{,}99\ \% \qquad (121)$$

Este valor es superior al 90% Reglamentario.

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en vacio

Valores al final del tramo D1:

$P_2 = S_2 \text{ Cos } \varphi = 0$

$Q_2 = S_2 \text{ Sen } \varphi = 0$

$\overline{S2} = 0$

$\varphi_2 = 0$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º \text{ V}$

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\bar{I2} = \frac{P2}{U2 . \sqrt{3} . Coc\ \varphi 2} \angle(\varphi u2 - \varphi 2) \qquad (122)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$I2 = 0$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2} . \bar{A} + \overline{I1} . \bar{B} \qquad (123)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2} . \bar{C} + \overline{I2} . \bar{D} \qquad (124)$$

Los valores iníciales de la línea son:

$V1 = 14.450{,}86 \angle 0º \text{ V}$

$U1 = \sqrt{3} . V1 = 24.999{,}99 \text{ V}$

$\overline{V2} = 14.450{,}86 \angle 0º \text{ V}$

$\overline{I1} = 0{,}14 \angle 90º \text{ A}$

$\overline{I2} = 0$

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = -90º$

$\varphi_2 = 0º$

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 = 0{,}00057$ W

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 = -5887{,}5$ VAr

$\overline{S1} = \sqrt{3}.\overline{U1}.\overline{I1} = 5901{,}5\angle -90º$ VA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{24.999 - 25000}{24.999}.100 = -2{,}64E-5\ \% \quad (126)$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{5{,}7E-4 - 0}{5{,}7E-4}.\ 100 = 100\% \quad (126)$$

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{0}{5{,}7\ E-4}.100 = 0\ \% \quad (127)$$

Obsérvese que la caída de tensión es prácticamente nula pero de signo negativo por lo que se produce un pequeño efecto Ferranti.

La caída de tensión es AU<5%, mientras que la AP=100%, lo que resulta normal teniendo presente que la línea esta en vacio.

d) Tramo ALM1

Los datos más importantes de la línea, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación:

- Categoría: 3º (25 kV) = U2
- Longitud (ALM1): 0,035 Km
- Conductor: RHZ1-OL 18/30 kV 1x240 K AL+H16
- Resistencia del cable (20ºC) por km: 0,125 Ω/Km
- Potencia a transportar por la línea: 1.360 kVA
- Factor de potencia: 0,8 inductivo

La disposición de los cables se expone en los planos adjuntos y será en trébol.

Parámetros eléctricos totales de línea

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total cada uno de los valores hallados por km; así:

La impedancia del tramo será:

TRAMO	L (Km)	R(20ºC) (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	φ (º)
ALM1	0,035	0,004375	0,0126	0,013	70,88

La admitancia del tramo será:

TRAMO	L (Km)	G (S)	B (S)	Y (S)	φ (º)
ALM1	0,035	0	2,63E-06	2,63E-06	90

Parámetros características del tramo

- Impedancia característica de la línea:

$$\overline{Zc} = \sqrt{\frac{\overline{Z\,linea}}{\overline{Y\,linea}}} \qquad (128)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{Zc} = 71{,}11 \angle -9{,}57^{o}\ \Omega$$

- Angulo característico:

$$\overline{\theta c} = \sqrt{\overline{Zlinea} * \overline{Ylinea}} \qquad (129)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{\theta c} = 0{,}000187 \angle 80{,}46^{o}$$

- Potencia característica:

$$P_c = U^2_{linea}/Z_c \qquad (130)$$

Sustituyendo valores:

$$P_c = 25^2/71{,}11 = 8{,}79\ MW$$

Constantes auxiliares:

Consideramos las constantes A y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada.

$\overline{A} = \overline{D} = Cosh\,\overline{\theta c}$ $\qquad$ $\overline{B} = \overline{Zc}\,.Senh\,\overline{\theta c}$ $\qquad$ $\overline{C} = [1/(\overline{Zc})] * Senh\,\overline{\theta c}$

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en carga

Valores al final del tramo ALM1:

$P_2 = S_2$ Cos φ = 1.360 . 0,8 = 1.088 kW.

$Q_2 = S_2$ Sen φ = 1.350 . 0,6 = 816 kVAr

$\overline{S2}$ = 1.360 ∠ 36,88º kVA

φ_2 = 36,88º

$$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º \text{ V}$$

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2*} = \overline{S2}/(\overline{V2}.3) \qquad (131)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$\overline{I2} = 31{,}37 \angle -36{,}88 \text{ A}$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2}.\bar{A} + \overline{I1}.\bar{B} \qquad (132)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2}.\bar{C} + \overline{I2}.\bar{D} \qquad (133)$$

Los valores iníciales de la línea son:

V1 = 14.451,21 ∠ 0,00092º V

U1= $\sqrt{3}.V1 =$ 25.000,59 V

$\overline{V2}$ = 14.450,8671 ∠ 0º V

$\overline{I1}$ = 31,35 ∠ -36,82º A

$\overline{I2}$ = 31,37 ∠ -36,88º A

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} =$ 36,82º

$\varphi_2 =$ -36,88º

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 =$ 1.088,012 kW

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 =$ 812,457 kVAr

$\overline{S1}=\sqrt{3}.\overline{U1}.\overline{I1} =$1.359,041 ∠ 36,82º kVA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{25000{,}59 - 25000}{25000{,}59}.100 = 0{,}0024\ \% \qquad (134)$$

Este valor es inferior al 10% por cada 10 Km exigido.

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{1.088{,}012 - 1.088}{1088{,}012}.\ 100 = 0{,}0012\ \% \qquad (135)$$

Este valor es inferior al 3% por cada 10 Km, exigido.

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{1.088}{1.088{,}012}.100 = 99{,}99\ \% \qquad (136)$$

Este valor es superior al 90% Reglamentario.

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en vacio

Valores al final del tramo ALM1:

$P_2 = S_2 \cos \varphi = 0$

$Q_2 = S_2 \operatorname{Sen} \varphi = 0$

$\overline{S2} = 0$

$\varphi_2 = 0$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle\ 0º$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\bar{I2} = \frac{P2}{U2 . \sqrt{3} . Coc\ \varphi 2} \angle(\varphi u2 - \varphi 2) \qquad (137)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$I2 = 0$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle\ 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2} . \bar{A} + \overline{I1} . \bar{B} \qquad (138)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2} . \bar{C} + \overline{I2} . \bar{D} \qquad (139)$$

Los valores iníciales de la línea son:

V1 = 14.450,86 $\angle$ 0º V

U1= $\sqrt{3} . V1 =$ 24.999,99 V

$\overline{V2}$ = 14.450,86 $\angle$ 0º V

$\overline{I1}$ = 0,038 $\angle$ 90º A

$\overline{I2}$ = 0

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} =$ -90º

$\varphi_2 =$ 0º

$P_1 = \sqrt{3} . U1 . I1 . Cos\ \varphi 1 =$ 6,35 E-6 W

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 =$ -1.648,49 VAr

$\overline{S1}=\sqrt{3}.\overline{U1}.\overline{I1} =$ 1.652,41∠ -90º VA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1-U2}{U1} = \frac{24.999-25000}{24.999}.100 = -1{,}66E-6\ \% \quad (140)$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1-P2}{P1} = \frac{6{,}35E-6-0}{6{,}35E-6}.100 = 100\% \quad (141)$$

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{0}{6{,}35E-6}.100 = 0\ \% \quad (142)$$

Obsérvese que la caída de tensión es prácticamente nula pero de signo negativo por lo que se produce un pequeño efecto Ferranti.

La caída de tensión es AU<5%, mientras que la AP=100%, lo que resulta normal teniendo presente que la línea esta en vacio.

e) Tramo ALM2

Los datos más importantes de la línea, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación:

- Categoría: 3º (25 kV) = U2
- Longitud (ALM2): 0,419 Km
- Conductor: RHZ1-OL 18/30 kV 1x240 K AL+H16
- Resistencia del cable (20ºC) por km: 0,125 Ω/Km
- Potencia a transportar por la línea: 960 kVA
- Factor de potencia: 0,8 inductivo

La disposición de los cables se expone en los planos adjuntos y será en trébol.

Parámetros eléctricos totales de línea

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total cada uno de los valores hallados por km; así:

La impedancia del tramo será:

TRAMO	L (Km)	R(20ºC) (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	φ (º)
ALM2	0,419	0,052	0,15	0,159	70,88

La admitancia del tramo será:

TRAMO	L (Km)	G (S)	B (S)	Y (S)	φ (º)
ALM2	0,419	0	3,16E-05	3,16E-05	90

Parámetros características del tramo

- Impedancia característica de la línea:

$$\overline{Zc} = \sqrt{\frac{\overline{Z\ linea}}{\overline{Y\ linea}}} \qquad (143)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{Zc} = 71{,}11 \angle -9{,}57^{o}\ \Omega$$

- Angulo característico:

$$\overline{\theta c} = \sqrt{\overline{Zlinea} * \overline{Ylinea}} \qquad (144)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{\theta c} = 0{,}0022 \angle 80{,}46^{o}$$

- Potencia característica:

$$P_c = U^2_{linea}/Z_c \qquad (145)$$

Sustituyendo valores:

$$P_c = 25^2/71{,}11 = 8{,}79\ MW$$

Constantes auxiliares:

Consideramos las constantes A y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada.

$\overline{A} = \overline{D} = Cosh\,\overline{\theta c}$ $\qquad \overline{B} = \overline{Zc}\,.Senh\,\overline{\theta c}$ $\qquad \overline{C} = [1/(\overline{Zc})] * Senh\,\overline{\theta c}$

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en carga

Valores al final del tramo ALM2:

$P_2 = S_2$ Cos φ = 960 . 0,8 = 768 kW.

$Q_2 = S_2$ Sen φ = 960 . 0,6 = 576 kVAr

$\overline{S2}$ = 960 ∠ 36,88º kVA

φ_2 = 36,88º

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0^{o}$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2*} = \overline{S2}/(\overline{V2}.3) \qquad (146)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$\overline{I2} = 22{,}14 \angle \text{-}36{,}88 \text{ A}$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2}.\bar{A} + \overline{I1}.\bar{B} \qquad (147)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2}.\bar{C} + \overline{I2}.\bar{D} \qquad (148)$$

Los valores iníciales de la línea son:

V1 = 14.451,70 $\angle$ 0,0022º V

U1= $\sqrt{3}.V1 =$ 25.005,01 V

$\overline{V2}$ = 14.450,8671 $\angle$ 0º V

$\overline{I1}$ = 21,87 $\angle$ -35,93º A

$\overline{I2}$ = 22,14 $\angle$ -36,88º A

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} =$ 35,93º

φ_2 = -36,88º

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 =$ 768,076 kW

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 =$ 555,116 kVAr

$\overline{S1}=\sqrt{3}.\overline{U1}.\bar{I1} =$ 948,450 $\angle$ 35,93º kVA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{25005{,}01 - 25000}{25005{,}01}.100 = 0{,}020\% \qquad (149)$$

Este valor es inferior al 10% por cada 10 Km exigido.

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{768{,}076 - 768}{768{,}076}.\ 100 = 0{,}0099\ \% \qquad (150)$$

Este valor es inferior al 3% por cada 10 Km, exigido.

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{768}{768{,}076}.100 = 99{,}99\ \% \qquad (151)$$

Este valor es superior al 90% Reglamentario.

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en vacio

Valores al final del tramo ALM2:

$P_2 = S_2 \text{ Cos } \varphi = 0$

$Q_2 = S_2 \text{ Sen } \varphi = 0$

$\overline{S2} = 0$

$\varphi_2 = 0$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º \text{ V}$

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\bar{I2} = \frac{P2}{U2 . \sqrt{3} . Coc\ \varphi 2} \angle(\varphi u2 - \varphi 2) \qquad (152)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$I2 = 0$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2} . \bar{A} + \overline{I1} . \bar{B} \qquad (153)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2} . \bar{C} + \overline{I2} . \bar{D} \qquad (154)$$

Los valores iníciales de la línea son:

$V1 = 14.450{,}83 \angle 0º \text{ V}$

$U1 = \sqrt{3} . V1 = 24.999{,}94 \text{ V}$

$\overline{V2} = 14.450{,}86 \angle 0º \text{ V}$

$\overline{I1} = 0{,}45 \angle 90º \text{ A}$

$\overline{I2} = 0$

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = -90º$

$\varphi_2 = 0º$

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 =$ 0,0109 W

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 =$ -19.734,83 VAr

$\overline{S1}=\sqrt{3}.\overline{U1}.\overline{I1} =$ 19.781,65$\angle$ -90º VA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{24.999 - 25000}{24.999}.100 = -0{,}00024\ \% \quad (155)$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{0{,}0109 - 0}{0{,}0109}.\ 100 = 100\% \quad (156)$$

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{0}{0{,}0109}.100 = 0\ \% \quad (157)$$

Obsérvese que la caída de tensión es prácticamente nula pero de signo negativo por lo que se produce un pequeño efecto Ferranti.

La caída de tensión es AU<5%, mientras que la AP=100%, lo que resulta normal teniendo presente que la línea esta en vacio.

f) Tramo ALM3

Los datos más importantes de la línea, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación:

- Categoría: 3º (25 kV) = U2
- Longitud (ALM3): 0,490 Km
- Conductor: RHZ1-OL 18/30 kV 1x240 K AL+H16
- Resistencia del cable (20ºC) por km: 0,125 Ω/Km
- Potencia a transportar por la línea: 560 kVA
- Factor de potencia: 0,8 inductivo

La disposición de los cables se expone en los planos adjuntos y será en trébol.

Parámetros eléctricos totales de línea

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total cada uno de los valores hallados por km; así:

La impedancia del tramo será:

TRAMO	L (Km)	R(20ºC) (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	φ (º)
ALM3	0,490	0,36	0,061	0,18	70,88

La admitancia del tramo será:

TRAMO	L (Km)	G (S)	B (S)	Y (S)	φ (º)
ALM3	0,490	0	3,69E-05	3,69E-05	90

Parámetros características del tramo

- Impedancia característica de la línea:

$$\overline{Zc} = \sqrt{\frac{\overline{Z\ linea}}{\overline{Y\ linea}}} \qquad (158)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{Zc} = 71{,}11 \angle -9{,}57^{o}\ \Omega$$

- Angulo característico:

$$\overline{\theta c} = \sqrt{\overline{Zlinea} * \overline{Ylinea}} \qquad (159)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{\theta c} = 0{,}00262 \angle 80{,}46^{o}$$

- Potencia característica:

$$P_c = U^2_{linea}/Z_c \qquad (160)$$

Sustituyendo valores:

$$P_c = 25^2/71{,}11 = 8{,}79\ MW$$

Constantes auxiliares:

Consideramos las constantes A y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada.

$\overline{A} = \overline{D} = Cosh\,\overline{\theta c}$ $\qquad$ $\overline{B} = \overline{Zc}\,.Senh\,\overline{\theta c}$ $\qquad$ $\overline{C} = [1/(\overline{Zc})] * Senh\,\overline{\theta c}$

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en carga

Valores al final del tramo ALM3:

$P_2 = S_2$ Cos φ = 560 . 0,8 = 448 KW.

$Q_2 = S_2$ Sen φ = 560 . 0,6 = 336 KVAr

$\overline{S2}$ = 560 ∠ 36,88º KVA

φ_2 = 36,88º

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0^{o}$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2*} = \overline{S2}/(\overline{V2}\,.3) \qquad (161)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$\overline{I2} = 12{,}91 \angle -36{,}88 \text{ A}$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2}.\bar{A} + \overline{I1}.\bar{B} \qquad (163)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2}.\bar{C} + \overline{I2}.\bar{D} \qquad (164)$$

Los valores iníciales de la línea son:

V1 = 14.452,82 $\angle$ 0,0054º V

U1= $\sqrt{3}.V1 =$ 25.003,37 V

$\overline{V2}$ = 14.450,8671 $\angle$ 0º V

$\overline{I1}$ = 12,60 $\angle$ -34,94º A

$\overline{I2}$ = 12,91 $\angle$ -36,88º A

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} =$ 34,94º

$\varphi_2 =$ -36,88º

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 =$ 448,029 kW

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 =$ 212,208 kVAr

$\overline{S1}=\sqrt{3}.\overline{U1}.\bar{I1} =$546,505 $\angle$ 34,95º kVA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{25003{,}37 - 25000}{25003{,}37}.100 = 0{,}013\% \qquad (165)$$

Este valor es inferior al 10% por cada 10 Km exigido.

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{448{,}029 - 448}{448{,}029}.\ 100 = 0{,}0066\% \qquad (166)$$

Este valor es inferior al 3% por cada 10 Km, exigido.

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{448}{448{,}029}.100 = 99{,}99\ \% \qquad (167)$$

Este valor es superior al 90% Reglamentario.

<u>Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en vacio</u>

Valores al final del tramo ALM3:

$$P_2 = S_2 \text{ Cos } \varphi = 0$$
$$Q_2 = S_2 \text{ Sen } \varphi = 0$$
$$\overline{S2} = 0$$
$$\varphi_2 = 0$$
$$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º \text{ V}$$

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\bar{I2} = \frac{P2}{U2 . \sqrt{3} . Coc\ \varphi 2} \angle(\varphi u2 - \varphi 2) \qquad (168)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$I2 = 0$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2} . \bar{A} + \overline{I1} . \bar{B} \qquad (169)$$
$$\bar{I1} = \overline{V2} . \bar{C} + \overline{I2} . \bar{D} \qquad (170)$$

Los valores iníciales de la línea son:

$$V1 = 14.450{,}82 \angle 0º \text{ V}$$
$$U1 = \sqrt{3} . V1 = 24.999{,}91 \text{ V}$$
$$\overline{V2} = 14.450{,}86 \angle 0º \text{ V}$$
$$\overline{I1} = 0{,}53 \angle 90º \text{ A}$$
$$\overline{I2} = 0$$
$$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = -90º$$
$$\varphi_2 = 0º$$
$$P_1 = \sqrt{3} . U1 . I1 . Cos\ \varphi 1 = 0{,}17 \text{ W}$$
$$Q_1 = \sqrt{3} . U1 . I1 . Sen\ \varphi 1 = -23.078{,}89 \text{ VAr}$$
$$\overline{S1} = \sqrt{3} . \overline{U1} . \overline{I1} = 23.133{,}64 \angle -90º \text{ VA}$$

<u>Cálculo de la caída de tensión de la línea:</u>

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{24.999{,}91 - 25000}{24.999{,}91} .100 = -0{,}00032\ \% \qquad (171)$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{0{,}17 - 0}{0{,}17} \cdot 100 = 100\% \quad (172)$$

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1} \cdot 100 = \frac{0}{0{,}17} \cdot 100 = 0\ \% \quad (173)$$

Obsérvese que la caída de tensión es prácticamente nula pero de signo negativo por lo que se produce un pequeño efecto Ferranti.

La caída de tensión es AU<5%, mientras que la AP=100%, lo que resulta normal teniendo presente que la línea esta en vacio.

g) Tramo ALM4

Los datos más importantes de la línea, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación:

- Categoría: 3º (25 kV) = U2
- Longitud (ALM4): 0,791 Km
- Conductor: RHZ1-OL 18/30 kV 1x240 K AL+H16
- Resistencia del cable (20ºC) por km: 0,125 Ω/Km
- Potencia a transportar por la línea: 560 kVA
- Factor de potencia: 0,8 inductivo

La disposición de los cables se expone en los planos adjuntos y será en trébol.

Parámetros eléctricos totales de línea

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total cada uno de los valores hallados por km; así:

La impedancia del tramo será:

TRAMO	L (Km)	R(20ºC) (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	φ (º)
ALM4	0,791	0,36	0,098	0,30	70,88

La admitancia del tramo será:

TRAMO	L (Km)	G (S)	B (S)	Y (S)	φ (º)
ALM4	0,791	0	5,96E-05	5,96E-05	90

Parámetros características del tramo

- Impedancia característica de la línea:

$$\overline{Zc} = \sqrt{\frac{\overline{Z\ linea}}{\overline{Y\ linea}}} \quad (174)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{Zc} = 71{,}11\angle -9{,}57^{o}\ \Omega$$

- Angulo característico:

$$\overline{\theta c} = \sqrt{\overline{Zlinea} * \overline{Ylinea}} \qquad (175)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{\theta c} = 0{,}0042 \angle 80{,}46^{o}$$

- Potencia característica:

$$P_c = U^2_{linea}/Z_c \qquad (176)$$

Sustituyendo valores:

$$P_c = 25^2/71{,}11 = 8{,}79\ MW$$

Constantes auxiliares:

Consideramos las constantes A y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada.

$\overline{A} = \overline{D} = Cosh\,\overline{\theta c}$ $\qquad$ $\overline{B} = \overline{Zc}\,.Senh\,\overline{\theta c}$ $\qquad$ $\overline{C} = [1/(\overline{Zc})] * Senh\,\overline{\theta c}$

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en carga

Valores al final del tramo ALM4:

$P_2 = S_2$ Cos φ = 560 . 0,8 = 448 kW.

$Q_2 = S_2$ Sen φ = 560 . 0,6 = 336 kVAr

$\overline{S2} = 560 \angle 36{,}88^{o}$ kVA

$\varphi_2 = 36{,}88^{o}$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0^{o}$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2*} = \overline{S2}/(\overline{V2}\,.3) \qquad (177)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$\overline{I2} = 12{,}91 \angle -36{,}88\ A$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0^{o}\ V$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2}.\bar{A} + \overline{I1}.\bar{B} \qquad (178)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2}.\bar{C} + \overline{I2}.\bar{D} \qquad (179)$$

Los valores iníciales de la línea son:

V1 = 14.453,97 $\angle$ 0,0088º V

U1= $\sqrt{3}.V1 =$ 25.005,37 V

$\overline{V2}$ = 14.450,8671 $\angle$ 0º V

$\overline{I1}$ = 12,42 $\angle$ -33,71º A

$\overline{I2}$ = 12,91 $\angle$ -36,88º A

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} =$ 33,71º

φ_2 = -36,88º

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 =$ 448,047 kW

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 =$ 298,077 kVAr

$\overline{S1}=\sqrt{3}.\overline{U1}.\bar{I1} =$538,533 $\angle$ 33,71º kVA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{25005{,}37 - 25000}{25005{,}37}.100 = 0{,}021\ \% \qquad (180)$$

Este valor es inferior al 10% por cada 10 Km exigido.

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{448{,}047 - 448}{448{,}047}.\ 100 = 0{,}011\ \% \qquad (181)$$

Este valor es inferior al 3% por cada 10 Km, exigido.

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{448}{448{,}047}.100 = 99{,}98\ \% \qquad (182)$$

Este valor es superior al 90% Reglamentario.

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en vacio

Valores al final del tramo ALM4:

$P_2 = S_2 \cos\varphi = 0$

$Q_2 = S_2 \operatorname{Sen}\varphi = 0$

$\overline{S2} = 0$

$\varphi_2 = 0$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\bar{I2} = \frac{P2}{U2 . \sqrt{3} . Coc\ \varphi 2} \angle (\varphi u2 - \varphi 2) \qquad (183)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$I2 = 0$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2} . \bar{A} + \overline{I1} . \bar{B} \qquad (184)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2} . \bar{C} + \overline{I2} . \bar{D} \qquad (185)$$

Los valores iníciales de la línea son:

$V1 = 14.450{,}74 \angle 0º$ V

$U1 = \sqrt{3} . V1 = 24.999{,}78$ V

$\overline{V2} = 14.450{,}86 \angle 0º$ V

$\overline{I1} = 0{,}86 \angle 90º$ A

$\overline{I2} = 0$

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = -90º$

$\varphi_2 = 0º$

$P_1 = \sqrt{3} . U1 . I1 . Cos\ \varphi 1 = 0{,}073$ W

$Q_1 = \sqrt{3} . U1 . I1 . Sen\ \varphi 1 = -37.255{,}67$ VAr

$\overline{S1} = \sqrt{3} . \overline{U1} . \bar{I1} = 37.344{,}05 \angle -90º$ VA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{24.999 - 25000}{24.999} .100 = -0{,}00084\ \% \qquad (185)$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{0{,}073 - 0}{0{,}073} . 100 = 100\% \qquad (187)$$

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{0}{0{,}073}.100 = 0\ \% \qquad (188)$$

Obsérvese que la caída de tensión es prácticamente nula pero de signo negativo por lo que se produce un pequeño efecto Ferranti.

La caída de tensión es AU<5%, mientras que la AP=100%, lo que resulta normal teniendo presente que la línea esta en vacio.

h) Tramo ALM5

Los datos más importantes de la línea, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación:

- Categoría: 3º (25 kV) = U2
- Longitud (ALM5): 0,421 Km
- Conductor: RHZ1-OL 18/30 kV 1x240 K AL+H16
- Resistencia del cable (20ºC) por km: 0,125 Ω/Km
- Potencia a transportar por la línea: 960 kVA
- Factor de potencia: 0,8 inductivo

La disposición de los cables se expone en los planos adjuntos y será en trébol.

Parámetros eléctricos totales de línea

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total cada uno de los valores hallados por km; así:

La impedancia del tramo será:

TRAMO	L (Km)	R(20ºC) (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	φ (º)
ALM5	0,421	0,0526	0,151	0,16	70,88

La admitancia del tramo será:

TRAMO	L (Km)	G (S)	B (S)	Y (S)	φ (º)
ALM5	0,421	0	3,17E-05	3,17E-05	90

Parámetros características del tramo

- Impedancia característica de la línea:

$$\overline{Zc} = \sqrt{\frac{\overline{Z\ linea}}{\overline{Y\ linea}}} \qquad (189)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{Zc} = 71{,}11\angle -9{,}57^{o}\ \Omega$$

- Angulo característico:

$$\overline{\theta c} = \sqrt{\overline{Zlinea} * \overline{Ylinea}} \qquad (190)$$

Sustituyendo valores:

$$\overline{\theta c} = 0{,}0022 \angle 80{,}46º$$

- Potencia característica:

$$P_c = U^2_{linea}/Z_c \qquad (191)$$

Sustituyendo valores:

$$P_c = 25^2/71{,}11 = 8{,}79 \text{ MW}$$

Constantes auxiliares:

Consideramos las constantes A y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada.

$\overline{A} = \overline{D} = Cosh\,\overline{\theta c}$ $\qquad$ $\overline{B} = \overline{Zc}\,.Senh\,\overline{\theta c}$ $\qquad$ $\overline{C} = [1/(\overline{Zc})] * Senh\,\overline{\theta c}$

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en carga

Valores al final del tramo ALM5:

$P_2 = S_2$ Cos φ = 960 . 0,8 = 768 kW.

$Q_2 = S_2$ Sen φ = 960 . 0,6 = 576 kVAr

$\overline{S2}$ = 960 ∠ 36,88º kVA

φ_2 = 36,88º

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2*} = \overline{S2}/(\overline{V2}\,.3) \qquad (192)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$\overline{I2} = 22{,}14 \angle -36{,}88 \text{ A}$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º \text{ V}$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2}\,.\bar{A} + \overline{I1}\,.\bar{B} \qquad (193)$$

$$\bar{I1} = \overline{V2}\,.\bar{C} + \overline{I2}\,.\bar{D} \qquad (194)$$

Los valores iníciales de la línea son:

$V1 = 14.453{,}77 \angle 0{,}0079º$ V

$U1 = \sqrt{3}.V1 = 25.005{,}03$ V

$\overline{V2} = 14.450{,}8671 \angle 0º$ V

$\overline{I1} = 21{,}87 \angle -35{,}92º$ A

$\overline{I2} = 22{,}14 \angle -36{,}88º$ A

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = 35{,}92º$

$\varphi_2 = -36{,}88º$

$P_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Cos\,\varphi 1 = 768{,}076$ KW

$Q_1 = \sqrt{3}.U1.I1.Sen\,\varphi 1 = 555{,}048$ KVAr

$\overline{S1} = \sqrt{3}.\overline{U1}.\overline{I1} = 948{,}411 \angle 35{,}92º$ KVA

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{25005{,}03 - 25000}{25005{,}03}.100 = 0{,}020\ \% \quad (195)$$

Este valor es inferior al 10% por cada 10 Km exigido.

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{768{,}076 - 768}{768{,}076}.100 = 0{,}0099\ \% \quad (196)$$

Este valor es inferior al 3% por cada 10 Km, exigido.

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1}.100 = \frac{768}{768{,}076}.100 = 99{,}99\ \% \quad (197)$$

Este valor es superior al 90% Reglamentario.

Cálculo de las constantes eléctricas al principio de la línea en vacio

Valores al final del tramo ALM5:

$P_2 = S_2 \cos\varphi = 0$

$Q_2 = S_2 \operatorname{Sen}\varphi = 0$

$\overline{S2} = 0$

$\varphi_2 = 0$

$\overline{V2} = \frac{25000}{\sqrt{3}} \angle 0º$ V

Cálculo de la intensidad al final de la línea.

$$\overline{I2} = \frac{P2}{U2 \cdot \sqrt{3} \cdot Coc\ \varphi 2} \angle(\varphi u2 - \varphi 2) \qquad (198)$$

Sustituyendo valores, la intensidad de final de línea (I_2) será:

$$I2 = 0$$

Con un valor de la tensión de fase final de línea:

$$\overline{V2} = \overline{U2}/\sqrt{3} = \frac{25000}{\sqrt{3}} = 14.450{,}8671 \angle 0º\ V$$

Aplicando las siguientes expresiones obtendremos la intensidad y tensión inicial de la línea.

$$\overline{V1} = \overline{V2} \cdot \bar{A} + \overline{I1} \cdot \bar{B} \qquad (199)$$

$$\overline{I1} = \overline{V2} \cdot \bar{C} + \overline{I2} \cdot \bar{D} \qquad (200)$$

Los valores iníciales de la línea son:

$V1 = 14.450{,}83 \angle 0º\ V$

$U1 = \sqrt{3} \cdot V1 = 24.999{,}94\ V$

$\overline{V2} = 14.450{,}86 \angle 0º\ V$

$\overline{I1} = 0{,}46 \angle 90º\ A$

$\overline{I2} = 0$

$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = -90º$

$\varphi_2 = 0º$

$P_1 = \sqrt{3} \cdot U1 \cdot I1 \cdot Cos\ \varphi 1 = 0{,}011\ W$

$Q_1 = \sqrt{3} \cdot U1 \cdot I1 \cdot Sen\ \varphi 1 = -18.803{,}6\ VAr$

$\overline{S1} = \sqrt{3} \cdot \overline{U1} \cdot \overline{I1} = 19.850{,}58 \angle -90º\ VA$

Cálculo de la caída de tensión de la línea:

$$\Delta U(\%) = \frac{U1 - U2}{U1} = \frac{24.999 - 25000}{24.999} \cdot 100 = -0{,}00024\ \% \qquad (201)$$

Cálculo de la pérdida de potencia de la línea:

$$\Delta P(\%) = \frac{P1 - P2}{P1} = \frac{0{,}011 - 0}{0{,}011} \cdot 100 = 100\% \qquad (202)$$

Rendimiento total de la línea:

$$\eta(\%) = \frac{P2}{P1} \cdot 100 = \frac{0}{0{,}011} \cdot 100 = 0\ \% \qquad (203)$$

Obsérvese que la caída de tensión es prácticamente nula pero de signo negativo por lo que se produce un pequeño efecto Ferranti.

La caída de tensión es AU<5%, mientras que la AP=100%, lo que resulta normal teniendo presente que la línea esta en vacio.

3.2.3. Resumen tramos subterráneos

TRAMOS	Longitud (m)	Potencia (KVA)	Intensidad (A)	AV(%)	AP(%)
MZ1	45	1570	36,30	0,0036	0,0018
D1	125	50	1,16	0,0004	0,0002
D2	150	160	3,70	0,0015	0,0010
AL1	35	1360	31,45	0,0024	0,0012
AL2	419	960	22,20	0,0200	0,0099
AL3	490	560	12,95	0,0135	0,0067
AL4	791	560	12,95	0,0215	0,0106
AL5	421	960	22,20	0,0201	0,0099
TOTAL	2476			0,0830	0,0413

Tabla 34. Resumen tramos subterráneos.

3.2.4. Intensidad de cortocircuito

Para poder calcular la intensidad de cortocircuito es necesario conocer la potencia de cortocircuito (S_{cc}) de la Red de Media Tensión. Dicha potencia según la empresa suministradora Fecsa-Endesa es de 500 MVA.

La intensidad de cortocircuito se calcula según la fórmula:

$$Icc = \frac{\text{Scc}}{\sqrt{3}*\text{V}} \qquad (204)$$

Icc = Intensidad de cortocircuito (kA).

Scc = Potencia de cortocircuito de la red (MVA).

V = Tensión de la red (V).

Sustituyendo:

$$Icc = \frac{500}{\sqrt{3} * 25} = \mathbf{11,55\ KA}$$

La relación existente entre la intensidad de cortocircuito y la sección del conductor viene dada por:

$$Icc * \sqrt{t} = K * S \qquad (205)$$

Icc = Intensidad de cortocircuito (kA).

t = Tiempo de duración del cortocircuito (s).

K = Coeficiente del conductor (Al) 93.

S = Sección del conductor (mm^2).

En la tabla 35 se indican las intensidades de corriente de cortocircuito admisibles para diferentes tiempos de duración del cortocircuito.

De acuerdo con la Norma UNE 20435, estas intensidades corresponden a una temperatura de 250ºC alcanzada por el conductor, supuesto que todo el calor desprendido durante el proceso de cortocircuito es absorbido por el propio conductor.

Sección del conductor mm2	**Duración del cortocircuito (s)**									
	0,1	**0,2**	**0,3**	**0,5**	**0,6**	**1,0**	**1,5**	**2,0**	**2,5**	**3,0**
150	44,6	31,5	25,8	19,9	18,2	**14,2**	11,5	10,0	8,9	8,1
240	71,3	50,4	41,2	31,9	29,1	**22,6**	18,4	16,0	14,3	13,0
400	118,9	84,1	68,6	53,2	48,5	37,6	30,7	26,6	23,8	21,7

Tabla 35. Corrientes de cortocircuito admisible en los conductores en kA.

Tomando como valor de duración del cortocircuito 1s, la sección mínima del conductor será:

TRAMOS	Tensión (kV)	Longitud (m)	Scc (MVA)	Icc (kA)	t (S)	S (mm2)
AL1	25	35	500	11,56	1	124,31
AL2	25	419	500	11,56	1	124,31
AL3	25	490	500	11,56	1	124,31
AL4	25	791	500	11,56	1	124,31
AL5	25	421	500	11,56	1	124,31
D1	25	125	500	11,56	1	124,31
D2	25	150	500	11,56	1	124,31
MZ1	25	45	500	11,56	1	124,31

Tabla 36. Sección mínima según Icc.

Sustituyendo valores se ha obtenido una sección mínima de 124 mm^2 para soportar cortocircuitos de 1 s, por lo que para las derivaciones (D1 y D2) se elige el conductor de 150 mm^2 y para el resto de líneas se ha optado por elegir la sección de 240 mm^2 ya que la empresa suministradora nos lo aconseja y para tener margen disponible para posibles ampliaciones de potencia.

Icc(red) = **11,55 kA** < Icc(max) conductor (240 mm^2) = **22,6 kA**

Icc(red) = **11,55 kA** < Icc(max) conductor (150 mm^2) = **14,2 kA**

3.2.4.1. Intensidad de cortocircuito en la pantalla

En la tabla 36 se indican las intensidades admisibles para las pantallas de cobre, en función del tiempo de duración del cortocircuito.

Estas intensidades se han tomado para una temperatura máxima de la pantalla de 70º C en servicio permanente y de 250º C en cortocircuito, según Norma UNE 20435-91 Parte 2.

Sección de la pantalla mm2	**Duración del cortocircuito (s)**									
	0,1	**0,2**	**0,3**	**0,5**	**0,6**	**1,0**	**1,5**	**2,0**	**2,5**	**3,0**
16	8,3	5,9	5,1	4,1	3,9	**3,1**	2,7	2,4	2,3	2,2

Tabla 37. Intensidades de cortocircuito admisibles en la pantalla

3.3. CONCLUSIÓN

Habiendo tenido en cuenta los tres criterios para la selección de un conductor como son el criterio de intensidad máxima admisible, intensidad de cortocircuito y caída de tensión, sin olvidar los condiciones exigidas por la empresa suministradora Fecsa-Endesa, el conductor seleccionado para los diferentes tramos de la LSMT de 25 kV será:

- Las derivaciones desde la LAMT Almunia 25 kV hacia los CTC´S (HU60910 y HU61803) se realizarán con conductor **RHZ1-OL 18/30 kV 1x150 K AL+H16.**
- Las líneas del interior del núcleo urbano de Almunia De San Juan, que realizan la interconexión entre los centros de transformación (HU60992, HU60459, HU61499 y Z71222), y la línea de salida de la Subestación Cinca (cabina nº8) hasta el apoyo nº1 (Conversión aéreo subterránea), se realizarán con conductor **RHZ1-OL 18/30 kV 1x240 K AL+H16.**

4. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

4.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

En el casco urbano tenemos un total de cuatro centros de transformación en edificios prefabricados tipo PFU interconectados mediante una Red Subterránea de Distribución en Media Tensión (25 kV), con una potencia total de 1360 kVA, repartida de la siguiente forma.

Potencia instalada y tipo de refrigerante del transformador:

CT Cistassa HU60992: 400 kVA (Aceite)

CT Almunia HU60459: 400 kVA (Aceite)

CT La balsa HU61499: 160 kVA (Aceite)

CT Ariestolas Z71222: 400 kVA (Aceite)

De la LAMT Almunia parten dos derivaciones subterráneas hacia dos Centros de Transformación tipo CTC, con las siguientes características:

CT Codeta HU60910: 50 kVA (Aceite)

CT Liesser HU61803: 160 kVA (Aceite)

4.2. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

En un transformador trifásico la intensidad del circuito primario Ip viene dada por la expresión:

$$Ip = S / (1{,}732 \cdot Up) \qquad (206)$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA.

Up = Tensión compuesta primaria en kV.

Ip = Intensidad primaria en A.

Sustituyendo valores:

CT	Up (kV)	Potencia (kVA)	Ip (A)
CT Cistassa HU60992	25	400	9,25
CT Almunia HU60459	25	400	9,25
CT La balsa HU61499	25	160	3,70
CT Ariestolas Z71222	25	400	9,25
CT Codeta HU60910	25	50	1,16
CT Liesser HU61803	25	160	3,70

Tabla 38. Intensidad en MT.

Para el cálculo de la intensidad del circuito secundario Is usamos la expresión:

$$Is = (S \cdot 1000) / (1{,}732 \cdot Us) \qquad (207)$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA.

Us = Tensión compuesta secundaria en V.

Is = Intensidad secundaria en A.

Sustituyendo valores:

CT	Us (V)	Potencia (kVA)	Is (A)
CT Cistassa HU60992	400	400	578,03
CT Almunia HU60459	400	400	578,03
CT La balsa HU61499	400	160	231,21
CT Ariestolas Z71222	400	400	578,03
CT Codeta HU60910	400	50	72,25
CT Liesser HU61803	400	160	231,21

Tabla 39. Intensidad BT.

4.3. CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la intensidad primaria de cortocircuito se tendrá en cuenta una potencia de cortocircuito de 500 MVA en la red de distribución, dato proporcionado por Fecsa-Endesa.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizaremos las siguientes expresiones:

a) Intensidad primaria de cortocircuito en el lado de Media Tensión:

$$Iccp = Scc / (1{,}732 \cdot Up) \qquad (208)$$

Siendo:

Scc = Potencia de cortocircuito de la red en MVA.

Up = Tensión compuesta primaria en kV.

Iccp = Intensidad de cortocircuito primaria en kA.

Sustituyendo valores, obtenemos:

CT	U_p (kV)	S_{cc} (MVA)	I_{ccp} (kA)
CT Cistassa HU60992	25	500	11,56
CT Almunia HU60459	25	500	11,56
CT La balsa HU61499	25	500	11,56
CT Ariestolas Z71222	25	500	11,56
CT Codeta HU60910	25	500	11,56
CT Liesser HU61803	25	500	11,56

Tabla 40. Intensidades de cortocircuito lado MT.

b) Intensidad secundaria de cortocircuito en el lado de Baja Tensión:

- Impedancia de la red Media Tensión referida a secundario:

$$Z_{r2} = U_2^2 / S_{cc} \qquad (209)$$

Siendo:

Z_{r2} = Impedancia de la red MT referida a secundario.

U_2 = Tensión en el secundario (kV).

S_{cc} = Tensión de cortocircuito de red, según Fecsa.Endesa 500 MVA.

$$Z_{r2} = 0{,}4^2 / 500 = 3{,}2*10^{-4}\ \Omega$$

- Impedancia de los transformadores referida a secundario:

$$Z_{t2} = (U_2^2 / P_t)\ (U_{cc}/100) \qquad (210)$$

Siendo:

Z_{t2} = Impedancia del transformador (Ω).

U_2 = Tensión del secundario (V).

P_t = Potencia del transformador (VA).

U_{cc} = Tensión de cortocircuito del transformador.

Sustituyendo los valores característicos de cada trafo., obtenemos:

CT	Us (V)	Potencia (kVA)	Ucc (%)	Zt2 (Ω)
CT Cistassa HU60992	400	400	4,5	0,018
CT Almunia HU60459	400	400	4,5	0,018
CT La balsa HU61499	400	160	4,5	0,045
CT Ariestolas Z71222	400	400	4,5	0,018
CT Codeta HU60910	400	50	4,5	0,144
CT Liesser HU61803	400	160	4,5	0,045

Tabla 41. Impedancia de los transformadores.

En el caso de las redes de Media Tensión la reactancia tiene un valor predominante frente a la resistencia, así que podemos decir con suficiente aproximación:

$$Z_{r2} \cong X_{r2} \cong o \qquad \text{ya que} \qquad X_{r2} = 0{,}995 * Z_{r2} \quad y \quad R_{r2} = 0{,}1 * X_{r2}$$

En el caso del transformador la parte óhmica tiene bastante importancia como para ser considerada en el cálculo:

$$R_{t2} = (U_2^2 / P_t)\ (P_{cu} / 100) \qquad (211)$$

Siendo:

R_{t2} = Resistencia del transformador.

U_2 = Tensión en el secundario (V).

P_t = Potencia del transformador (VA).

P_{cobre} = Potencia perdida en el cobre (W).

P_{cu} = Potencia perdida en el cobre en tanto por uno de la potencia aparente.

$$P_{cu} = P_{cobre} / P_t \qquad (212)$$

Sustituyendo valores:

CT	Pcobre (W)	Ptrafo (kVA)	Pcu
CT Cistassa HU60992	930	400	0,2325
CT Almunia HU60459	930	400	0,2325
CT La balsa HU61499	460	160	0,2875
CT Ariestolas Z71222	930	400	0,2325
CT Codeta HU60910	190	50	0,38
CT Liesser HU61803	460	160	0,2875

Tabla 42. Perdidas en el cobre en tanto por uno.

Por tanto la resistencia de cada transformador será:

CT	U2 (V)	Ptrafo (kVA)	Pcu	Rt2
CT Cistassa HU60992	400	400	0,2325	0,00093
CT Almunia HU60459	400	400	0,2325	0,00093
CT La balsa HU61499	400	160	0,2875	0,002875
CT Ariestolas Z71222	400	400	0,2325	0,00093
CT Codeta HU60910	400	50	0,38	0,01216
CT Liesser HU61803	400	160	0,2875	0,002875

Tabla 43. Resistencia trafos.

La inductancia de cada transformador la obtendremos con la siguiente fórmula:

$$X_{t2} = \sqrt{Z_{t2}^2 - R_{t2}^2} \qquad (213)$$

CT	Zt2 (Ω)	Rt2	Xt2
CT Cistassa HU60992	0,018	0,00093	0,0180
CT Almunia HU60459	0,018	0,00093	0,0180
CT La balsa HU61499	0,045	0,002875	0,0449
CT Ariestolas Z71222	0,018	0,00093	0,0180
CT Codeta HU60910	0,144	0,01216	0,1435
CT Liesser HU61803	0,045	0,002875	0,0449

Tabla 44. Impedancia de cada trafo, parte óhmica e inductiva.

- La resistencia y la reactancia total en cada centro de transformación será la suma de la red MT más cada transformador.

$$R_t = R_{t2} + R_{r2} \qquad (214)$$
$$X_t = X_{t2} + X_{r2} \qquad (215)$$

Por lo expuesto anteriormente suponemos la impedancia de la red MT cero así que la impedancia total será:

CT	Rt2	Xt2	Rr2	Xr2	Zt (Ω)
CT Cistassa HU60992	0,00093	0,0180	0	0	0,018
CT Almunia HU60459	0,00093	0,0180	0	0	0,018
CT La balsa HU61499	0,002875	0,0449	0	0	0,045
CT Ariestolas Z71222	0,00093	0,0180	0	0	0,018
CT Codeta HU60910	0,01216	0,1435	0	0	0,144
CT Liesser HU61803	0,002875	0,0449	0	0	0,045

Tabla 45. Impedancia total en cada CT.

La intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc} = U_2 / \sqrt{3} * Z_t \quad (216)$$

CT	Us (V)	Zt (Ω)	Icc (A)
CT Cistassa HU60992	400	0,018	12830,38
CT Almunia HU60459	400	0,024	9622,79
CT La balsa HU61499	400	0,060	3849,11
CT Ariestolas Z71222	400	0,018	12830,38
CT Codeta HU60910	400	0,144	1603,80
CT Liesser HU61803	400	0,045	5132,15

Tabla 46. Intensidad de cortocircuito BT.

4.4. DIMENSIONADO DEL EMBARRADO

Las características del embarrado que se han de cumplir según empresa suministradora son:

- Intensidad asignada 630 A.
- Límite térmico, 1 s. 20 kA eficaces.
- Límite electrodinámico 50 kA cresta.

Las celdas fabricadas por ORMAZABAL CGM.3 han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

4.4.1. Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor que constituye el embarrado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin sobrepasar la densidad de corriente máxima en régimen permanente. Dado que se utilizan celdas bajo envolvente metálica fabricadas por Orma-SF6 conforme a la normativa vigente, se garantiza lo indicado para la intensidad asignada de 630 A.

4.4.2. Comprobación por solicitación electrodinámica

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada, por lo que:

CT	Us (V)	Icc (A)	Icc(din) (A)
CT Cistassa HU60992	400	12830,38	32075,96
CT Almunia HU60459	400	9622,79	24056,97
CT La balsa HU61499	400	3849,11	9622,79
CT Ariestolas Z71222	400	12830,38	32075,96
CT Codeta HU60910	400	1603,80	4009,49
CT Liesser HU61803	400	5132,15	12830,38

Tabla 47. Intensidades de cortocircuito simétricas.

Dado que se utilizan celdas bajo envolvente metálica fabricadas por ORMAZABAL conforme a la normativa vigente se garantiza el cumplimiento de la expresión anterior.

4.4.3. Comprobación por solicitación térmica a cortocircuito

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es:

$$Icc\ (ter) = 11{,}56\ kA$$

4.5. SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES DE MEDIA TENSIÓN

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En media tensión la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, y en baja tensión la protección se incorpora en los cuadros de BT.

- **Protección del transformador**

La protección en MT de los Centros de Transformación tipo PFU-4 se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles, siendo éstos los que efectúan la protección ante eventuales cortocircuitos.

Estos fusibles realizan su función de protección de forma ultrarrápida (de tiempos inferiores a los de los interruptores automáticos), ya que su fusión evita incluso el paso del máximo de las corrientes de cortocircuitos por toda la instalación.

Los fusibles se seleccionan para:

- Permitir el funcionamiento continuado a la intensidad nominal, requerida para esta aplicación.
- No producir disparos durante el arranque en vacío de los transformadores, tiempo en el que la intensidad es muy superior a la nominal y de una duración intermedia.
- No producir disparos cuando se producen corrientes de entre 10 y 20 veces la nominal, siempre que su duración sea inferior a 0,1 s, evitando así que los fenómenos transitorios provoquen interrupciones del suministro.

Centro de Transformación	Potencia (kVA)	Tensión (kV)	Intensidad APR (A)
CT Cistassa HU60992	400	25	25
CT Almunia HU60459	400	25	25
CT La balsa HU61499	160	25	10
CT Ariestolas Z71222	400	25	25

Tabla 48. Calibre de los APR.

Sin embargo, los fusibles no constituyen una protección suficiente contra las sobrecargas, que tendrán que ser evitadas incluyendo una protección térmica del transformador.

La celda de protección de este transformador incorpora una bobina de disparo (ekorRPT) para protección térmica del transformador, que permite que la celda, además de protección contra cortocircuitos, proteja contra sobreintensidades o sobrecarga. Se consigue así que la celda de protección con fusibles realice prácticamente las mismas funciones que un interruptor automático, pero con velocidad muy superior de los fusibles en el caso de cortocircuitos. De esta forma se limitan los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de cortocircuitos y se protege de una manera más efectiva la instalación.

Las protecciones en MT para los Centros de Transformación tipo CTC se realizará limitando los efectos térmicos y dinámicos mediante la interrupción del paso de la corriente, con el uso de cortacircuitos fusibles.

Los calibres a instalar serán:

Potencia del transformador (kVA)	Tensión de la red 25 kV
50 kVA	3 A
160 kVA	7 A

Tabla 49. Protección MT CTC.

Termómetro

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

La celda de protección de este transformador incorpora el relé, que permite que la celda, además de protección contra cortocircuitos, proteja contra sobreintensidades o sobrecargas. Se consigue así que la celda de protección con fusibles realice prácticamente las mismas funciones que un interruptor automático, pero con velocidad muy superior de los fusibles en el caso de cortocircuitos. De esta forma se limitan los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de cortocircuitos y se protege de una manera más efectiva la instalación.

4.6. DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE MT

Los cables para los puentes de media tensión en los CT tipo PFU-4, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red.

La intensidad máxima que podrá suministrar cada transformador deberá ser inferior al valor máximo admisible por el cable, por lo que se van a instalar conductores de 150mm^2, que es la sección mínima según la empresa suministradora.

Centro de Transformación	Potencia (kVA)	Tensión (kV)	Ipuentes MT(A)
CT Cistassa HU60992	400	25	9,25
CT Almunia HU60459	400	25	9,25
CT La balsa HU61499	160	25	3,70
CT Ariestolas Z71222	400	25	9,25

Tabla 50. Intensidad máxima de los puentes de MT.

El conductor **RHZ1-OL 18/30 kV 1x150 mm²** instalado al aire soporta una intensidad de 335 A, por lo que es suficiente para nuestra instalación.

4.7. DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE BT

La unión entre los bornes del transformador y el cuadro de protección de baja tensión se efectuará por medio de cables aislados unipolares del tipo RV o XZ1 0,6/1 kV, que se ajustarán a lo especificado en la Norma GE CNL001. La instalación se efectuará en agrupaciones tetrapolares (R, S, T, N) formando haces.

La intensidad que deberán de transportar estos puentes será:

CT	Us (kV)	Potencia (kVA)	Is (A)
CT Cistassa HU60992	400	400	578,03
CT Almunia HU60459	400	400	578,03
CT La balsa HU61499	400	160	231,21
CT Ariestolas Z71222	400	400	578,03

Tabla 51. Intensidad puentes BT.

Las características de los puentes en función de las potencias serán las siguientes:

Potencia transformador (kVA)	Número y sección de conductores (Al)	
	B2	
	Fase	Neutro
400	6x1x240 mm^2	2x1x240 mm^2
160	3x1x240 mm^2	1x240 mm^2

Tabla 50. Puente cable BT

La protección de estos puentes estará asignada a los fusibles de MT instalados en la celda de protección.

4.8. VENTILACIÓN DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Tal como se ha indicado en la memoria, el sistema de ventilación será únicamente natural.

Para el cálculo de la sección de las rejas de ventilación se utiliza la siguiente expresión:

$$S = \frac{P}{0{,}24\ .\ \Gamma\ .\sqrt{H}\ .(ti - te)3/2} \qquad (217)$$

Dónde:

P: Potencia de las pérdidas del transformador (kW).

S: Superficie de la ventana de entrada de aire (m^2).

Γ: Coeficiente de forma de las rejas de ventilación (se toma 0,4).

H: Distancia en altura entre centros geométricos de las ventanas de ventilación (m), para la PFU-4 será 1.558 m.

t_i: Temperatura máxima admisible en el interior del CT, 55º C. (La temperatura máxima del aceite en la parte superior, admitida por la Norma UNE 20101, es de 60º C).

t_e: Temperatura media diaria prevista en el exterior del CT, 30º C.

Se supone igual la sección de las rejas de entrada y salida de aire.

No obstante, y aunque es aplicable esta expresión a todos los Edificios Prefabricados de ORMAZABAL, se considera de mayor interés la realización de ensayos de homologación de los Centros de Transformación hasta las potencias indicadas.

Los edificios empleados en esta aplicación han sido homologados según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

97624-1-E, para ventilación de transformador de potencia hasta 1000 kVA.

4.9. DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS

En los Centros de Transformación Cistassa (HU60992), Ariestolas (Z71222), Almunia (HU60459) y La balsa (HU61499) en los que hay instalados trafos. de aceite, se dispone de un foso de recogida de aceite de 800 litros de capacidad por cada transformador, Centros tipo PFU-4 y en los Centros de Transformación Liesser (HU61803) y Codeta (HU60910) se dispone de un foso con capacidad de 400 litros para los Centros tipo CTC, cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.

4.10. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Para los cálculos a realizar se emplearán los procedimientos del "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría", editado por UNESA.

TIERRA DE PROTECCIÓN

Se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero pueden estarlo por defectos de aislamiento, averías o causas fortuitas, tales como chasis y bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

TIERRA DE SERVICIO

Se conectarán a este sistema el neutro del transformador.

Para la puesta a tierra de servicio se utilizarán picas en hilera de diámetro 14 mm. y longitud 2 m., unidas mediante conductor desnudo de Cu de 50 mm^2 de sección. El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a 37 Ω.

La conexión desde el centro hasta la primera pica del electrodo se realizará con cable de Cu de 50 mm^2, aislado de 0,6/1 kV bajo tubo.

4.10.1. Datos de partida

Los parámetros que se aplicarán para el cálculo de la puesta a tierra serán los siguientes:

- Tensión de la red…….…… 25 kV
- Tipo de conexión de puesta a tierra del neutro ……

  …….. Neutro puesto a tierra
  - R_n = 0 Ω
  - X_n = 25 Ω
- Protecciones de línea con relé de curva de actuación extremadamente inversa, (relé a tiempo dependiente):
  - Constante K`=24
  - Curva n`=2 (extremadamente inversa).
  - Corriente de arranque de las protecciones 60 A.
- Nivel de aislamiento de BT en el CT…….…… Ubt = 10 kV
- Intensidad de defecto máxima permitida de acuerdo con normas de la empresa suministradora……. Id = 500 A
- Las características de los centros son las siguientes:
  - Los cuatro centros urbanos serán del tipo PFU-4 por lo que sus dimensiones serán 4,46 m largo y 2,38 m de ancho.
  - Los dos centros de las derivaciones serán del tipo CTC por lo que sus dimensiones serán: 1,33 m largo y 2,17 m de ancho.
- La resistividad del hormigón es…… 3000 Ω.m
- La resistencia del terreno en cada centro de transformación será:
  - CT Cistassa HU60992…… 200 Ω.m
  - CT Almunia HU60459…… 300 Ω.m
  - CT La balsa HU61499…… 250 Ω.m
  - CT Ariestolas Z71222…… 150 Ω.m
  - CT Codeta HU60910…….. 150 Ω.m
  - CT Liesser HU61803…….. 200 Ω.m

El relé que provoca la desconexión inicial es un relé a tiempo dependiente, en el que el tiempo de actuación depende del valor de la sobreintensidad.

4.10.2 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CTC HU60910

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio: Ur = 25 kV
- Tipo de puesta a tierra del neutro: Neutro puesto a tierra.
  R_n = 0 Ω
  X_n = 25 Ω
- Longitud de líneas aéreas: La = 3,07 km
- Capacidad de la línea aérea: Ca = 8,63 E-9 F/Km
- Longitud de líneas subterráneas: Lc = 0,17 km
- Capacidad de la línea subterránea: Cc = 0,00000024 F/Km
- Limitación de la intensidad a tierra: Idm = 500 A

Tipo de protección:

- Relé a tiempo dependiente.
- Constante K`=24
- Curva n`=2 (extremadamente inversa).
- Corriente de arranque de las protecciones 60 A.

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

- Vbt = 10000 V

Características del terreno:

- Resistencia de tierra Ro = 150 Ohm·m
- Resistencia del hormigón R'o = 3000 Ohm

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \qquad (218)$$

donde:

I_d	intensidad de falta a tierra [A]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
V_{bt}	tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} \qquad (219)$$

donde:

U_n	tensión de servicio [V]
R_n	resistencia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
X_n	reactancia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I_d	intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

Id = 500 A

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

Rt = 20 Ohm

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una Kr más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o} \qquad (220)$$

donde:

R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
K_r	coeficiente del electrodo

- Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

Kr <= 0,133

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 30-25/8/42
- Geometría del sistema: Anillo rectangular
- Distancia de la red: 3x2,5 m
- Profundidad del electrodo horizontal: 0,8 m
- Número de picas: cuatro
- Longitud de las picas: 2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

- De la resistencia Kr = 0,110
- De la tensión de paso Kp = 0,0189
- De la tensión de contacto Kc = 0,0576

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.

- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.

- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

- Alrededor del edificio de maniobra exterior se colocará una acera perimetral de 1 m de ancho con un espesor suficiente para evitar tensiones de contacto cuando se maniobran los equipos desde el exterior.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R_t' = K_r \cdot R_o \qquad (221)$$

donde:

K_r	coeficiente del electrodo
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

R't = 16,5 Ohm

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula (219):

I'd = 481,86 A

a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

En los edificios de maniobra exterior no existen posibles tensiones de paso en el interior ya que no se puede acceder al interior de los mismos.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, es necesario una acera perimetral, en la cual no se precisa el cálculo de las tensiones de paso y de

contacto desde esta acera con el interior, ya que éstas son prácticamente nulas. Se considera que la acera perimetral es parte del edificio.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d \qquad (222)$$

donde:

R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_d	tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

V'd = 7950,72 V

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d \qquad (223)$$

donde:

K_c	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_c	tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

V'c = 4163,29 V

b) <u>Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación</u>

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d \qquad (224)$$

donde:

K_p	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_p	tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

V'p = 1366,07 V en el Centro de Transformación

c) Cálculo de las tensiones aplicadas

- Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- t = 0,38 seg
- K = 72
- n = 1

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_o}{1000}\right) \qquad (225)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
V_p	tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

Vp = 3619,35 V

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_o + 3 \cdot R'_o}{1000}\right) \qquad (226)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_o	resistividad del hormigón en [Ohm·m]
$V_{p(acc)}$	tensión admisible de paso en el acceso [V]

por lo que, para este caso

Vp(acc) = 19906,46 V

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:
Tensión de paso en el exterior del centro:

V'p = 1366,07 V < Vp = 3619,35 V

Tensión de paso en el acceso al centro:

V'p(acc) = 4163,29 V < Vp(acc) = 19906,46 V

Tensión de defecto:

V'd = 7950,72 V < Vbt = 10000 V

Intensidad de defecto:

Ia = 60 A < Id = 481,86 A < Idm = 500 A

d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_o \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi} \qquad (227)$$

donde:

R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
D	distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

D = 11,51 m

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida, si existiesen.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación:	8/22 (según método UNESA)
Geometría:	Picas alineadas
Número de picas:	dos
Longitud entre picas:	3 metros
Profundidad de las picas:	0,8 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

Kr = 0,194
Kc = 0,0253

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$Rtserv = Kr \cdot Ro = 0,194 \cdot 150 = 29,1 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

e) Corrección y ajuste del diseño inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

4.10.3 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CTC HU61803

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio: Ur = 25 kV
- Tipo de puesta a tierra del neutro: Neutro puesto a tierra.
  R_n = 0 Ω
  X_n = 25 Ω
- Longitud de líneas aéreas: La = 6,015 km
- Capacidad de la línea aérea: Ca = 3,67 E-8 F/Km
- Longitud de líneas subterráneas: Lc = 0,195 km
- Capacidad de la línea subterránea: Cc = 0,00000024 F/Km
- Limitación de la intensidad a tierra: Idm = 500 A

Tipo de protección:

- Relé a tiempo dependiente.
- Constante K`=24
- Curva n`=2 (extremadamente inversa).
- Corriente de arranque de las protecciones 60 A.

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

- Vbt = 10000 V

Características del terreno:

- Resistencia de tierra Ro = 200 Ohm·m
- Resistencia del hormigón R'o = 3000 Ohm

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \qquad (228)$$

donde:

I_d	intensidad de falta a tierra [A]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
V_{bt}	tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} \qquad (229)$$

donde:

U_n	tensión de servicio [V]
R_n	resistencia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
X_n	reactancia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I_d	intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

Id = 500 A

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

Rt = 20 Ohm

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una Kr más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o} \qquad (230)$$

donde:

R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
K_r	coeficiente del electrodo

- Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

Kr <= 0,100

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 40-30/8/42
- Geometría del sistema: Anillo rectangular
- Distancia de la red: 4x3 m
- Profundidad del electrodo horizontal: 0,8 m
- Número de picas: cuatro
- Longitud de las picas: 2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

- De la resistencia Kr = 0,096
- De la tensión de paso Kp = 0,0160
- De la tensión de contacto Kc = 0,0491

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.

- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.

- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

- Alrededor del edificio de maniobra exterior se colocará una acera perimetral de 1 m de ancho con un espesor suficiente para evitar tensiones de contacto cuando se maniobran los equipos desde el exterior.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R_t' = K_r \cdot R_o \qquad (231)$$

donde:

K_r	coeficiente del electrodo
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

R't = 19,2 Ohm

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula (229):

I'd = 457,89 A

a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

En los edificios de maniobra exterior no existen posibles tensiones de paso en el interior ya que no se puede acceder al interior de los mismos.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, es necesario una acera perimetral, en la cual no se precisa el cálculo de las tensiones de paso y de

contacto desde esta acera con el interior, ya que éstas son prácticamente nulas. Se considera que la acera perimetral es parte del edificio.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d \qquad (232)$$

donde:

R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_d	tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

V'd = 8791,56 V

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d \qquad (233)$$

donde:

K_c	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_c	tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

V'c = 4496,52 V

b) <u>Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación</u>

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d \qquad (234)$$

donde:

K_p	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_p	tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

V'p = 1465,26 V en el Centro de Transformación

c) Cálculo de las tensiones aplicadas

- Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- t = 0,42 seg
- K = 72
- n = 1

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_o}{1000}\right) \qquad (235)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
V_p	tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

Vp = 3777,89 V

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_o + 3 \cdot R'_o}{1000}\right) \qquad (236)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_o	resistividad del hormigón en [Ohm·m]
$V_{p(acc)}$	tensión admisible de paso en el acceso [V]

por lo que, para este caso

Vp(acc) = 18202,56 V

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:
Tensión de paso en el exterior del centro:

V'p = 1465,26 V < Vp = 3777,89 V

Tensión de paso en el acceso al centro:

V'p(acc) = 4496,52 V < Vp(acc) = 18202,56 V

Tensión de defecto:

V'd = 8791,56 V < Vbt = 10000 V

Intensidad de defecto:

Ia = 60 A < Id = 457,89 A < Idm = 500 A

d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_o \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi} \qquad (237)$$

donde:

R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
D	distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

D = 14,58 m

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida, si existiesen.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación:	8/32 (según método UNESA)
Geometría:	Picas alineadas
Número de picas:	tres
Longitud entre picas:	3 metros
Profundidad de las picas:	0,8 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

Kr = 0,130
Kp = 0,0170

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$Rtserv = Kr \cdot Ro = 0{,}130 \cdot 200 = 26 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

e) Corrección y ajuste del diseño inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

4.10.4 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CTC HU60992

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio: Ur = 25 kV
- Tipo de puesta a tierra del neutro: Neutro puesto a tierra.
  R_n = 0 Ω
  X_n = 25 Ω
- Longitud de líneas aéreas: La = 6,127 km
- Capacidad de la línea aérea: Ca = 1,15 E-9 F/Km
- Longitud de líneas subterráneas: Lc = 0,08 km
- Capacidad de la línea subterránea: Cc = 0,00000024 F/Km
- Limitación de la intensidad a tierra: Idm = 500 A

Tipo de protección:

- Relé a tiempo dependiente.
- Constante K`=24
- Curva n`=2 (extremadamente inversa).
- Corriente de arranque de las protecciones 60 A.

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

- Vbt = 10000 V

Características del terreno:

- Resistencia de tierra Ro = 200 Ohm·m
- Resistencia del hormigón R'o = 3000 Ohm

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \qquad (238)$$

donde:

I_d	intensidad de falta a tierra [A]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
V_{bt}	tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} \qquad (239)$$

donde:

U_n	tensión de servicio [V]
R_n	resistencia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
X_n	reactancia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I_d	intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

Id = 500 A

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

Rt = 20 Ohm

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una Kr más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o} \qquad (240)$$

donde:

R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
K_r	coeficiente del electrodo

- Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

Kr <= 0,100

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 40-30/8/42
- Geometría del sistema: Anillo rectangular
- Distancia de la red: 4x3 m
- Profundidad del electrodo horizontal: 0,8 m
- Número de picas: cuatro
- Longitud de las picas: 2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

- De la resistencia Kr = 0,096
- De la tensión de paso Kp = 0,0160
- De la tensión de contacto Kc = 0,0491

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.

- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.

- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

- Alrededor del edificio de maniobra exterior se colocará una acera perimetral de 1 m de ancho con un espesor suficiente para evitar tensiones de contacto cuando se maniobran los equipos desde el exterior.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R_t' = K_r \cdot R_o \qquad (241)$$

donde:

K_r	coeficiente del electrodo
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

R't = 19,2 Ohm

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula (239):

I'd = 457,89 A

a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

En los edificios de maniobra exterior no existen posibles tensiones de paso en el interior ya que no se puede acceder al interior de los mismos.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, es necesario una acera perimetral, en la cual no se precisa el cálculo de las tensiones de paso y de

contacto desde esta acera con el interior, ya que éstas son prácticamente nulas. Se considera que la acera perimetral es parte del edificio.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d \qquad (242)$$

donde:

R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_d	tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

V'd = 8791,56 V

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d \qquad (243)$$

donde:

K_c	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_c	tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

V'c = 4496,52 V

b) <u>Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación</u>

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d \qquad (244)$$

donde:

K_p	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_p	tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

V'p = 1465,26 V en el Centro de Transformación

c) Cálculo de las tensiones aplicadas

- Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- t = 0,42 seg
- K = 72
- n = 1

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_o}{1000}\right) \qquad (245)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
V_p	tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

Vp = 3777,89 V

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_o + 3 \cdot R'_o}{1000}\right) \qquad (246)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_o	resistividad del hormigón en [Ohm·m]
$V_{p(acc)}$	tensión admisible de paso en el acceso [V]

por lo que, para este caso

Vp(acc) = 18202,56 V

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:
Tensión de paso en el exterior del centro:

V'p = 1465,26 V < Vp = 3777,89 V

Tensión de paso en el acceso al centro:

V'p(acc) = 4496,52 V < Vp(acc) = 18202,56 V

Tensión de defecto:

V'd = 8791,56 V < Vbt = 10000 V

Intensidad de defecto:

Ia = 60 A < Id = 457,89 A < Idm = 500 A

d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_o \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi} \qquad (247)$$

donde:

R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
D	distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

D = 14,58 m

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida, si existiesen.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación:	8/32 (según método UNESA)
Geometría:	Picas alineadas
Número de picas:	tres
Longitud entre picas:	3 metros
Profundidad de las picas:	0,8 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

Kr = 0,130
Kp = 0,0170

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$Rtserv = Kr \cdot Ro = 0{,}130 \cdot 200 = 26 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

e) Corrección y ajuste del diseño inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

4.10.5 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CTC HU60459

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio: Ur = 25 kV
- Tipo de puesta a tierra del neutro: Neutro puesto a tierra.
  R_n = 0 Ω
  X_n = 25 Ω
- Longitud de líneas aéreas: La = 6,127 km
- Capacidad de la línea aérea: Ca = 1,15 E-9 F/Km
- Longitud de líneas subterráneas: Lc = 0,499 km
- Capacidad de la línea subterránea: Cc = 0,00000024 F/Km
- Limitación de la intensidad a tierra: Idm = 500 A

Tipo de protección:

- Relé a tiempo dependiente.
- Constante K`=24
- Curva n`=2 (extremadamente inversa).
- Corriente de arranque de las protecciones 60 A.

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

- Vbt = 10000 V

Características del terreno:

- Resistencia de tierra Ro = 300 Ohm·m
- Resistencia del hormigón R'o = 3000 Ohm

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \qquad (248)$$

donde:

I_d	intensidad de falta a tierra [A]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
V_{bt}	tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} \qquad (249)$$

donde:

U_n	tensión de servicio [V]
R_n	resistencia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
X_n	reactancia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I_d	intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

Id = 500 A

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

Rt = 20 Ohm

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una Kr más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o} \qquad (250)$$

donde:

R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
K_r	coeficiente del electrodo

- Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

Kr <= 0,067

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 60-60/8/82
- Geometría del sistema: Anillo cuadrado
- Distancia de la red: 6x6 m
- Profundidad del electrodo horizontal: 0,8 m
- Número de picas: ocho
- Longitud de las picas: 2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

- De la resistencia Kr = 0,062
- De la tensión de paso Kp = 0,0094
- De la tensión de contacto Kc = 0,0277

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.

- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.

- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

- Alrededor del edificio de maniobra exterior se colocará una acera perimetral de 1 m de ancho con un espesor suficiente para evitar tensiones de contacto cuando se maniobran los equipos desde el exterior.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R_t' = K_r \cdot R_o \qquad (251)$$

donde:

K_r	coeficiente del electrodo
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

R't = 18,6 Ohm

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula (249):

I'd = 463,21 A

a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

En los edificios de maniobra exterior no existen posibles tensiones de paso en el interior ya que no se puede acceder al interior de los mismos.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, es necesario una acera perimetral, en la cual no se precisa el cálculo de las tensiones de paso y de

contacto desde esta acera con el interior, ya que éstas son prácticamente nulas. Se considera que la acera perimetral es parte del edificio.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d \qquad (252)$$

donde:

R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_d	tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

V'd = 8615,72 V

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d \qquad (253)$$

donde:

K_c	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_c	tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

V'c = 3849,28 V

b) <u>Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación</u>

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d \qquad (254)$$

donde:

K_p	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_p	tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

V'p = 1306,25 V en el Centro de Transformación

c) Cálculo de las tensiones aplicadas

- Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- t = 0,41 seg
- K = 72
- n = 1

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_o}{1000}\right) \qquad (255)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
V_p	tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

Vp = 4922,49 V

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_o + 3 \cdot R'_o}{1000}\right) \qquad (256)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_o	resistividad del hormigón en [Ohm·m]
$V_{p(acc)}$	tensión admisible de paso en el acceso [V]

por lo que, para este caso

Vp(acc) = 19162,58 V

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:
Tensión de paso en el exterior del centro:

V'p = 1306,25 V < Vp = 4922,49 V

Tensión de paso en el acceso al centro:

V'p(acc) = 3849,28 V < Vp(acc) = 19162,58 V

Tensión de defecto:

V'd = 8615,72 V < Vbt = 10000 V

Intensidad de defecto:

Ia = 60 A < Id = 463,21 A < Idm = 500 A

d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_o \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi} \qquad (257)$$

donde:

R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
D	distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

D = 22,12 m

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida, si existiesen.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación:	8/42 (según método UNESA)
Geometría:	Picas alineadas
Número de picas:	cuatro
Longitud entre picas:	3 metros
Profundidad de las picas:	0,8 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

Kr = 0,100
Kp = 0,0127

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$Rtserv = Kr \cdot Ro = 0{,}100 \cdot 300 = 30 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

e) Corrección y ajuste del diseño inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

4.10.6 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del CTC HU61499

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio: Ur = 25 kV
- Tipo de puesta a tierra del neutro: Neutro puesto a tierra.
  R_n = 0 Ω
  X_n = 25 Ω
- Longitud de líneas aéreas: La = 6,127 km
- Capacidad de la línea aérea: Ca = 1,15 E-9 F/Km
- Longitud de líneas subterráneas: Lc = 1,6511 km
- Capacidad de la línea subterránea: Cc = 0,00000024 F/Km
- Limitación de la intensidad a tierra: Idm = 500 A

Tipo de protección:

- Relé a tiempo dependiente.
- Constante K`=24
- Curva n`=2 (extremadamente inversa).
- Corriente de arranque de las protecciones 60 A.

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

- Vbt = 10000 V

Características del terreno:

- Resistencia de tierra Ro = 250 Ohm·m
- Resistencia del hormigón R'o = 3000 Ohm

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \qquad (258)$$

donde:

I_d	intensidad de falta a tierra [A]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
V_{bt}	tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} \qquad (259)$$

donde:

U_n	tensión de servicio [V]
R_n	resistencia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
X_n	reactancia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I_d	intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

Id = 500 A

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

Rt = 20 Ohm

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una Kr más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o} \qquad (260)$$

donde:

R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
K_r	coeficiente del electrodo

- Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

Kr <= 0,08

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 50-35/8/82
- Geometría del sistema: Anillo rectangular
- Distancia de la red: 5x3,5 m
- Profundidad del electrodo horizontal: 0,8 m
- Número de picas: ocho
- Longitud de las picas: 2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

- De la resistencia Kr = 0,076
- De la tensión de paso Kp = 0,0124
- De la tensión de contacto Kc = 0,0346

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.

- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.

- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

- Alrededor del edificio de maniobra exterior se colocará una acera perimetral de 1 m de ancho con un espesor suficiente para evitar tensiones de contacto cuando se maniobran los equipos desde el exterior.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R_t' = K_r \cdot R_o \qquad (261)$$

donde:

K_r	coeficiente del electrodo
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

R't = 19 Ohm

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula:

I'd = 459,66 A

a) <u>Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación</u>

En los edificios de maniobra exterior no existen posibles tensiones de paso en el interior ya que no se puede acceder al interior de los mismos.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, es necesario una acera perimetral, en la cual no se precisa el cálculo de las tensiones de paso y de

contacto desde esta acera con el interior, ya que éstas son prácticamente nulas. Se considera que la acera perimetral es parte del edificio.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V_d' = R_t' \cdot I_d' \qquad (262)$$

donde:

R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_d	tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

V'd = 8733,62 V

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V_c' = K_c \cdot R_o \cdot I_d' \qquad (253)$$

donde:

K_c	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_c	tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

V'c = 3976,1 V

b) <u>Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación</u>

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p' = K_p \cdot R_o \cdot I_d' \qquad (264)$$

donde:

K_p	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_p	tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

V'p = 1424,95 V en el Centro de Transformación

c) Cálculo de las tensiones aplicadas

- Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- t = 0,42 seg
- K = 72
- n = 1

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_o}{1000}\right) \qquad (265)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
V_p	tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

Vp = 4326,90 V

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_o + 3 \cdot R'_o}{1000}\right) \qquad (266)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_o	resistividad del hormigón en [Ohm·m]
$V_{p(acc)}$	tensión admisible de paso en el acceso [V]

por lo que, para este caso

Vp(acc) = 18605,69 V

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:
Tensión de paso en el exterior del centro:

V'p = 1424,95 V < Vp = 4326,90 V

Tensión de paso en el acceso al centro:

V'p(acc) = 3976,1 V < Vp(acc) = 18605,69 V

Tensión de defecto:

V'd = 8733,62 V < Vbt = 10000 V

Intensidad de defecto:

Ia = 60 A < Id = 459,66 A < Idm = 500 A

d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_o \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi} \qquad (267)$$

donde:

R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
D	distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

D = 18,3 m

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida, si existiesen.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación:	8/42 (según método UNESA)
Geometría:	Picas alineadas
Número de picas:	cuatro
Longitud entre picas:	3 metros
Profundidad de las picas:	0,8 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

Kr = 0,100
Kp = 0,0127

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$Rtserv = Kr \cdot Ro = 0{,}100 \cdot 250 = 25 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

e) Corrección y ajuste del diseño inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

4.10.7 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del PFU-4 Z 71222

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio: Ur = 25 kV
- Tipo de puesta a tierra del neutro: Neutro puesto a tierra.
  R_n = 0 Ω
  X_n = 25 Ω
- Longitud de líneas aéreas: La = 6,127 km
- Capacidad de la línea aérea: Ca = 1,15 E-9 F/Km
- Longitud de líneas subterráneas: Lc = 2,789 km
- Capacidad de la línea subterránea: Cc = 0,00000024 F/Km
- Limitación de la intensidad a tierra: Idm = 500 A

Tipo de protección:

- Relé a tiempo dependiente.
- Constante K`=24
- Curva n`=2 (extremadamente inversa).
- Corriente de arranque de las protecciones 60 A.

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

- Vbt = 10000 V

Características del terreno:

- Resistencia de tierra Ro = 150 Ohm·m
- Resistencia del hormigón R'o = 3000 Ohm

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \qquad (268)$$

donde:

I_d	intensidad de falta a tierra [A]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
V_{bt}	tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} \qquad (269)$$

Siendo:

U_n	tensión de servicio [V]
R_n	resistencia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
X_n	reactancia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I_d	intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

Id = 500 A

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

Rt = 20 Ohm

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una Kr más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o} \qquad (270)$$

donde:

R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
K_r	coeficiente del electrodo

- Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

Kr <= 0,133

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 40-25/8/42
- Geometría del sistema: Anillo rectangular
- Distancia de la red: 4x2,5 m
- Profundidad del electrodo horizontal: 0,8 m
- Número de picas: cuatro
- Longitud de las picas: 2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

- De la resistencia Kr = 0,101
- De la tensión de paso Kp = 0,0168

- De la tensión de contacto Kc = 0,0517

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.

- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.

- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

- Alrededor del edificio de maniobra exterior se colocará una acera perimetral de 1 m de ancho con un espesor suficiente para evitar tensiones de contacto cuando se maniobran los equipos desde el exterior.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R_t' = K_r \cdot R_o \qquad (271)$$

donde:

K_r	coeficiente del electrodo
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

R't = 15,15 Ohm

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula:

I'd = 493,76A

a) Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

En los edificios de maniobra exterior no existen posibles tensiones de paso en el interior ya que no se puede acceder al interior de los mismos.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, es necesario una acera perimetral, en la cual no se precisa el cálculo de las tensiones de paso y de contacto desde esta acera con el interior, ya que éstas son prácticamente nulas. Se considera que la acera perimetral es parte del edificio.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d \qquad (272)$$

donde:

R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_d	tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

V'd = 7480,49 V

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d \qquad (273)$$

donde:

K_c	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_c	tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

V'c = 3829,12 V

b) <u>Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación</u>

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d \qquad (274)$$

donde:

K_p	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_p	tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

V'p = 1244,28 V en el Centro de Transformación

c) Cálculo de las tensiones aplicadas

- Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- t = 0,36 seg
- K = 72
- n = 1

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_o}{1000}\right) \qquad (275)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
V_p	tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

Vp = 3803,18 V

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_o + 3 \cdot R'_o}{1000}\right) \qquad (276)$$

donde:

K	coeficiente
t	tiempo total de duración de la falta [s]
n	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_o	resistividad del hormigón en [Ohm·m]
$V_{p(acc)}$	tensión admisible de paso en el acceso [V]

por lo que, para este caso

Vp(acc) = 20917,49 V

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:
Tensión de paso en el exterior del centro:

V'p = 1244,28 V < Vp = 3803,18 V

Tensión de paso en el acceso al centro:

V'p(acc) = 3829,12 V < Vp(acc) = 20917,49 V

Tensión de defecto:

V'd = 7480,49 V < Vbt = 10000 V

Intensidad de defecto:

Ia = 60 A < Id = 493,76 A < Idm = 500 A

d) Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_o \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi} \qquad (277)$$

donde:

R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
D	distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

D = 11,8 m

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida, si existiesen.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación:	8/22 (según método UNESA)
Geometría:	Picas alineadas
Número de picas:	dos
Longitud entre picas:	3 metros
Profundidad de las picas:	0,8 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

Kr = 0,194
Kp = 0,0253

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$Rtserv = Kr \cdot Ro = 0,194 \cdot 250 = 29,1 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

e) Corrección y ajuste del diseño inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

Zaragoza, Junio de 2.011
El Ingeniero Técnico Eléctrico

Jose Antonio Oncins Balellou.

5. BIBLIOGRAFIA

5.1. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Moreno Clemente, Julian. 1991. Instalaciones de puesta a tierra en centros de transformación.
- Condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones de distribución de Fecsa-Endesa. Norma Técnica Particular NTP-LAMT.
- Condicioes técnicas y de seguridad de las instalaciones de distribución de Fecsa-Endesa. Norma Técnica Particular NTP-LSMT.
- Condicioes técnicas y de seguridad de las instalaciones de distribución de Fecsa-Endesa. Norma Técnica Particular NTP-CT.
- UNESA (Unidad eléctrica, S.A. comité de distribución, comisión de reglamentos).
- Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría.
- R.L.E.A.A.T.: Reglamento de líneas eléctricas aéreas de Alta Tensión.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión «RBT» y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Vademècum FECSA-ENDESA Centros de Transformación.
- Vademècum FECSA-ENDESA Líneas aéreas de Media Tensión.
- UNESA: Cálculo mecánico y tablas de tendido de los conductores de aluminio-acero, de tipo normal, para líneas de distribución.

5.2. BIBLIOGRAFÍA WEB

http://www.ormazabal.es Fabricante de casetas prefabricadas.

http://www.cabelte.pt/ Fabricante de conductores aéreos.

http://www.cabelte.pt/ Fabricante de conductores subterráneos.

http://www.inael.com/ Fabricante de material eléctrico.

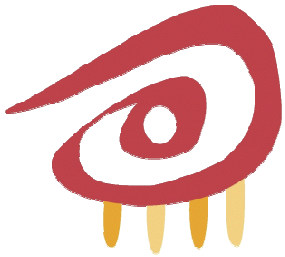
http://www.endesa.es/Portal/es/proveedores/default.htm Portal de la compañía Endesa.

http://www.cotradis.com/htm/principal.htm Fabricante de transformadores eléctricos para distribución.

http://www.imedexsa.com/ Fabricante de torres de Alta Tensión.

http://cellpackiberica.com/ Fabricante de accesorios para Media y Baja Tensión.

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA



EUITIZ

PROYECTO FIN DE CARRERA: LÍNEA ALMUNIA Y DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN EL NÚCLEO URBANO DE ALMUNIA DE SAN JUAN

PLANOS

CURSO 2011-2012

INGENIERÍA TÉCNICA INDUCTRIAL: ELECTRICIDAD

AUTOR: Oncins Baldellou José Antonio
ESPECIALIDAD: Electricidad
DIRECTOR: Montañes Espinosa Antonio
CONVOCATORIA: Junio 2011

INDICE

PLANO DE SITUACIÓN 4
PLANO DE EMPLAZAMIENTO 5
PLANO DE PLANTA GENERAL LAMT Y DERIVACIONES A CTC´S 6
PLANO DE PLANTA GENERAL LSMT Y CT´S 7
ESQUEMA UNIFILAR MT 8
PLANO PLANTA PERFIL 9
PLANO CRUZAMIENTO CARRETERA A-1237 10
PLANO CRUZAMIENTO LAAT BINEFAR 1 11
PLANO CRUZAMIENTO LAAT ARAGÓN-CAZARIL 12
PLANO CRUZAMIENTO AUTOVIA A-22 13
APOYOS DE CELOSIA, DISTANCIAS DE SEGURIDAD ARMADO N2 14
APOYOS DE CELOSIA, DISTANCIAS DE SEGURIDAD ARMADO S2 15
APOYOS DE CELOSIA, DISTANCIAS DE SEGURIDAD ARMADO L2 16
APOYOS DE CELOSIA, DIMENSIONES 17
CADENAS DE AISLAMIENTO 18
PLANO APOYO CONVERSIÓN AÉRO SUBTERRÁNEA CON SCCTO 19
PLANO APOYO CONVERSIÓN AÉRO SUBTERRÁNEA SIN SCCTO 20
PUESTA A TIERRA APOYOS DE CELOSIA 21
LSMT DERIVACIÓN A CTC HU60910 22
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN COMPACTO HU60910 23
PUESTA A TIERRA DEL CTC HU60910 24
LSMT DERIVACIÓN A CTC HU61803 25
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN COMPACTO HU61803 26
PUESTA A TIERRA DEL CTC HU61803 27
PLANO LSMT VISTA DESDE CT HU60992 28
PLANO LSMT VISTA DESDE CT HU60459 29
PLANO LSMT VISTA DESDE CT HU61499 30
PLANO LSMT VISTA DESDE CT Z71222 31
PLANO INTERIOR Y UNIFILAR CT HU60992 32
PLANO EXTERIOR CT HU60992 33
PUESTA A TIERRA CT HU60992 34
PLANO INTERIOR Y UNIFILAR CT HU60459 35
PLANO EXTERIOR CT HU60459 36
PUESTA A TIERRA CT HU60459 37

PLANO INTERIOR Y UNIFILAR CT HU61499 38
PLANO EXTERIOR CT HU61499 39
PUESTA A TIERRA CT HU61499 40
PLANO INTERIOR Y UNIFILAR CT Z71222 41
PLANO EXTERIOR CT Z71222 42
PUESTA A TIERRA CT Z71222 43

ESCALA 1:300.000

N

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	PLANO SITUACIÓN	Plano: 1
		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

ESCALA 1:25000

— LAMT 25 KV
— LSMT 25 KV

N

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

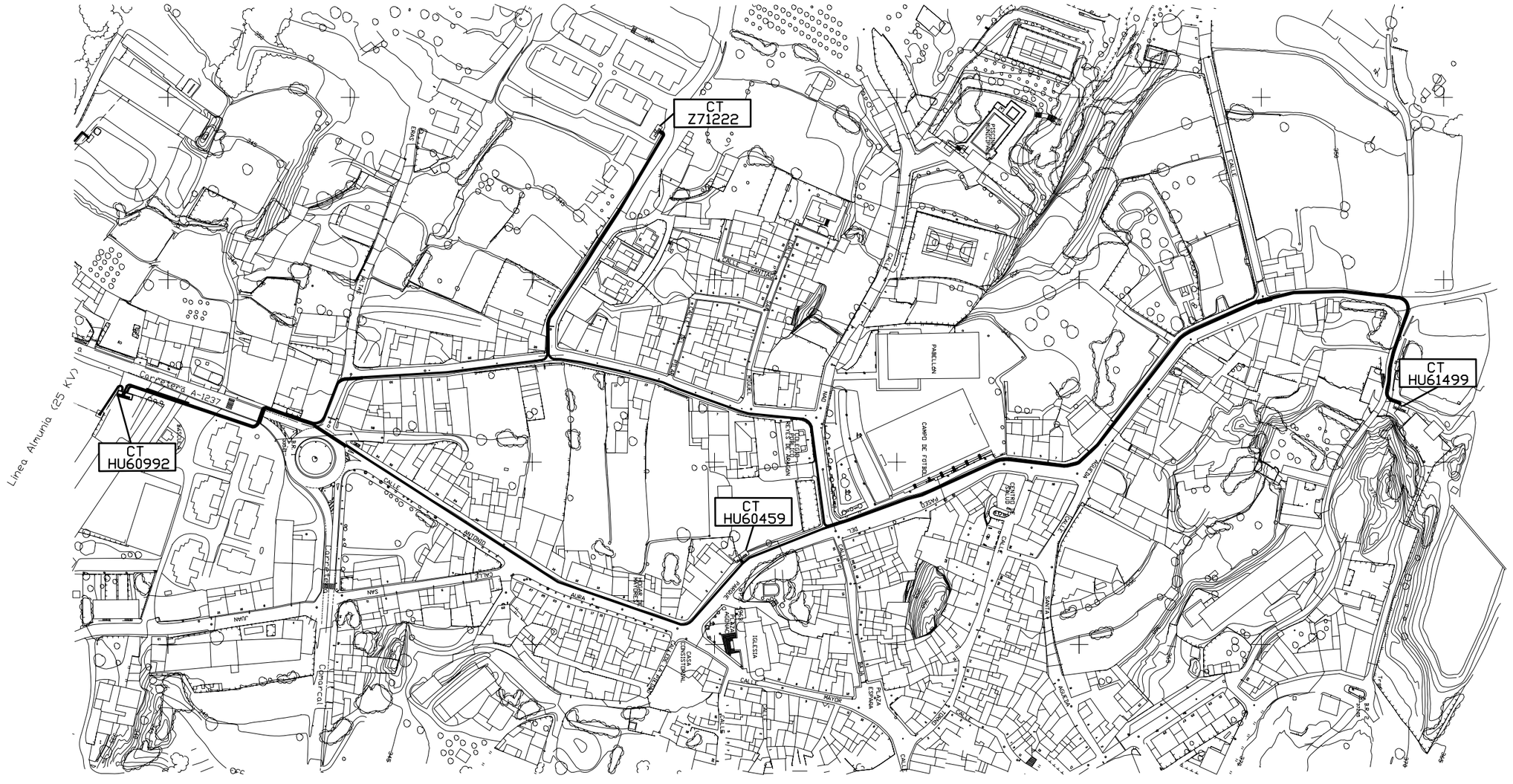
Escala:	PLANO EMPLAZAMIENTO	Plano: 2
		Hoja:
		Especialidad: ELÉCTRICA

LAMT 25 kV

LSMT 25 kV

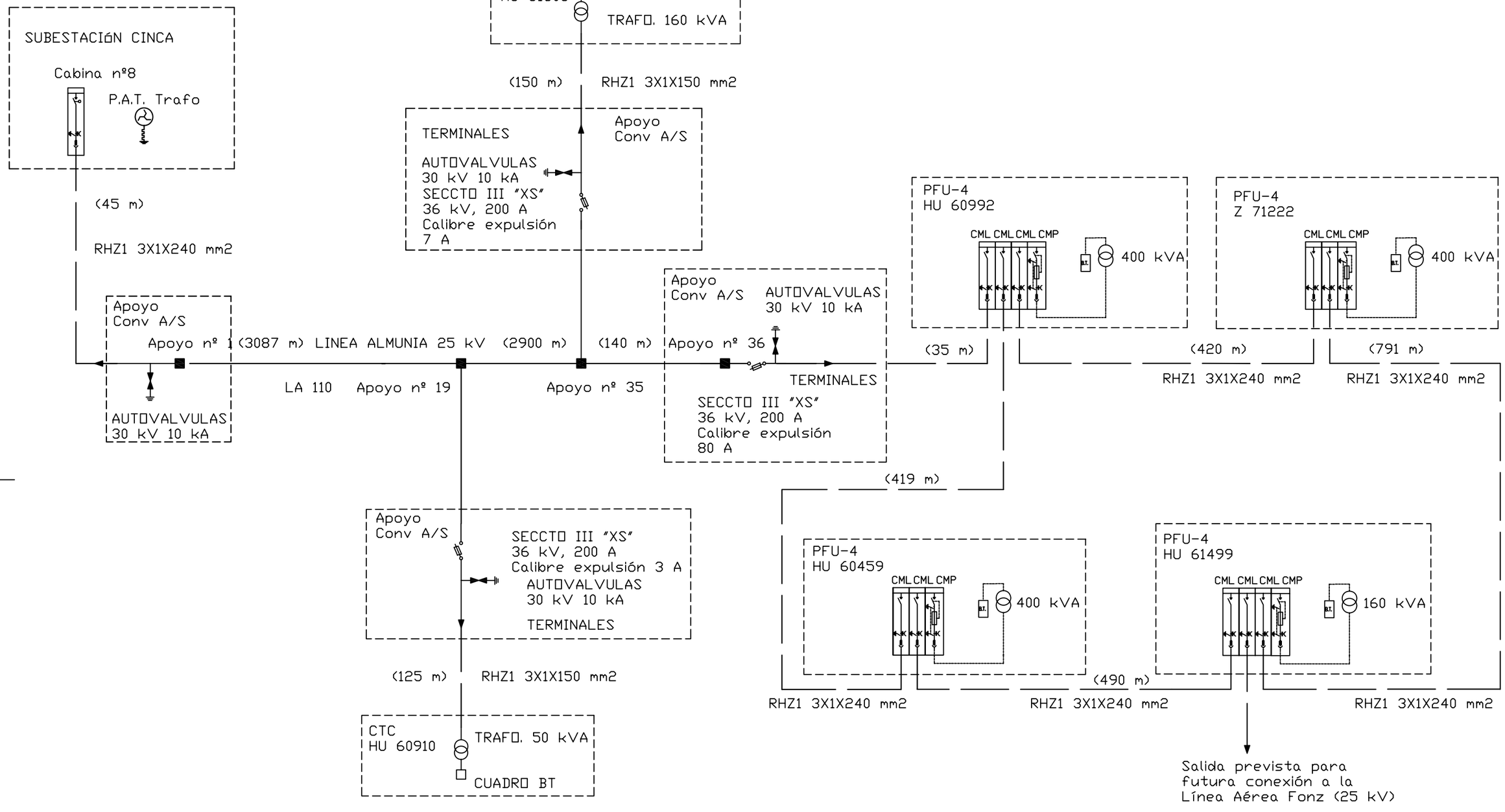
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala: 1:5000	PLANTA GENERAL LAMT ALMUNIA Y DERIVACIONES A CTC'S	Plano: 3
		Hoja:
		Especialidad: ELÉCTRICA

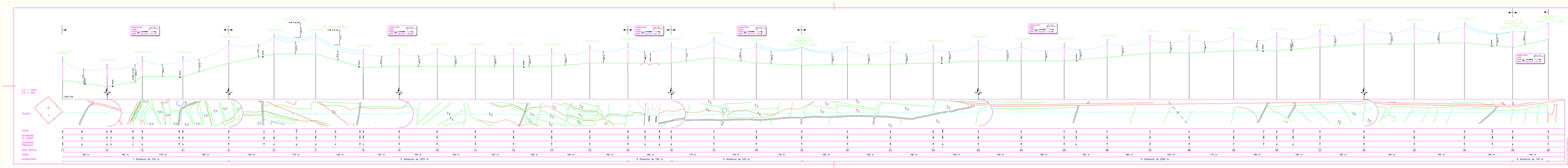


	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala: 1:5000	PLANTA GENERAL LSMT ALMUNIA DE SAN JUAN	Plano: 4
		Hoja:
		Especialidad: Electrica



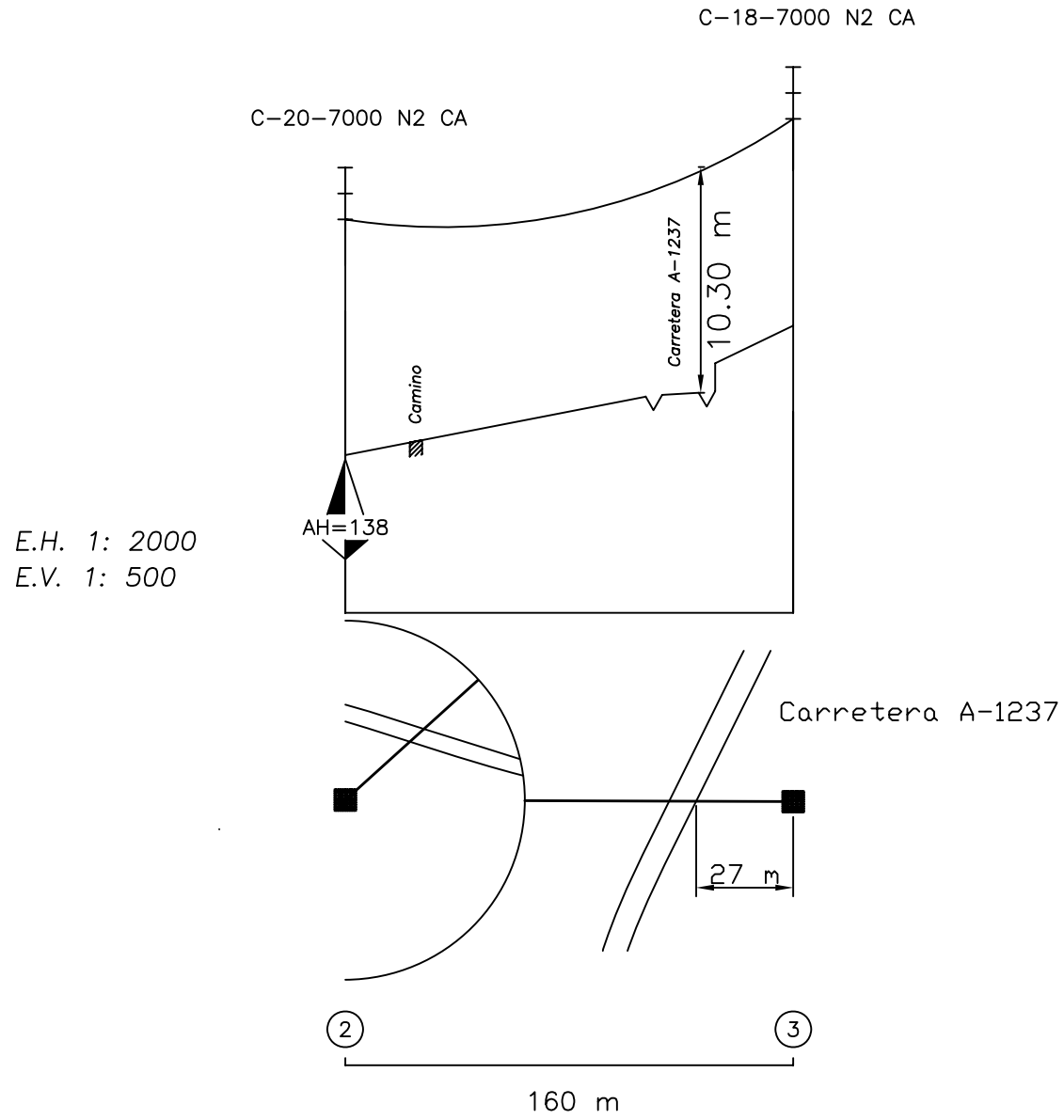
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				
Escala: S/E	ESQUEMA UNIFILAR			Plano: 5
				Hoja:
				Especialidad: Electrica


PLANTA
COTAS
APOYOS
ALTURAS
VANOS
ALINEACIONES
1ª Alineacion de 702 m.
2ª Alineacion de 1870 m.
3ª Alineacion de 182 m.
4ª Alineacion de 525 m.
5ª Alineacion de 2900 m.
6ª Alineacion de 140 m.
PLANTA-PERFIL
LAMT. ALMUNIA 25 KV
ESCALA UNIFORME
DE DIBUJO EN DIN A3
MULTIPLOS DE 5MM/DIV.
Plano nº
Hoja
Continuidad
Anterior

CRUZAMIENTO ENTRE APOYOS Nº2 Y Nº3 CON CARRETERA A–1237

Dv=Dadd+Del=6.3+0.27=6.57m<10.30m

Dh=27m>25m

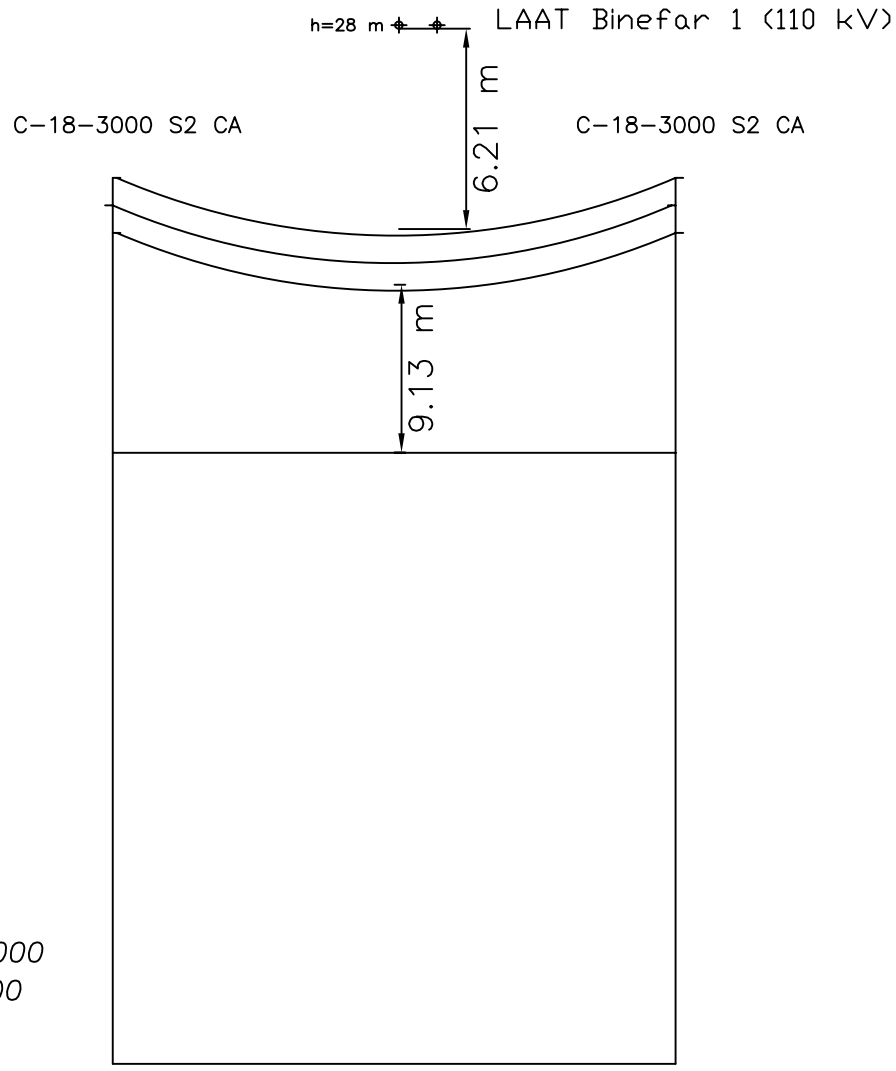


	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

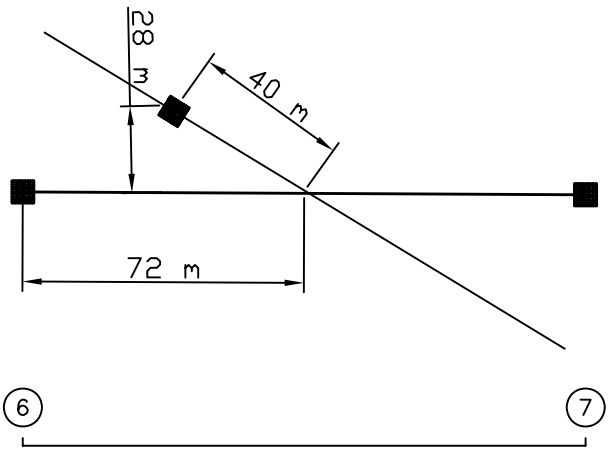
Escala:	CRUZAMIENTO CARRETERA A–1237	Plano: 7
		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

CRUZAMIENTO ENTRE APOYOS Nº6 Y Nº7 CON LINEA BINEFAR 1 (110 kV) ENTRE SUS APOYOS S/N

Dv=Dadd+Dpp=2.5+0.33=2.83m<6.21m



E.H. 1: 2000
E.V. 1: 500



LAAT Binefar 1 (110 kV)

⑥ ⑦

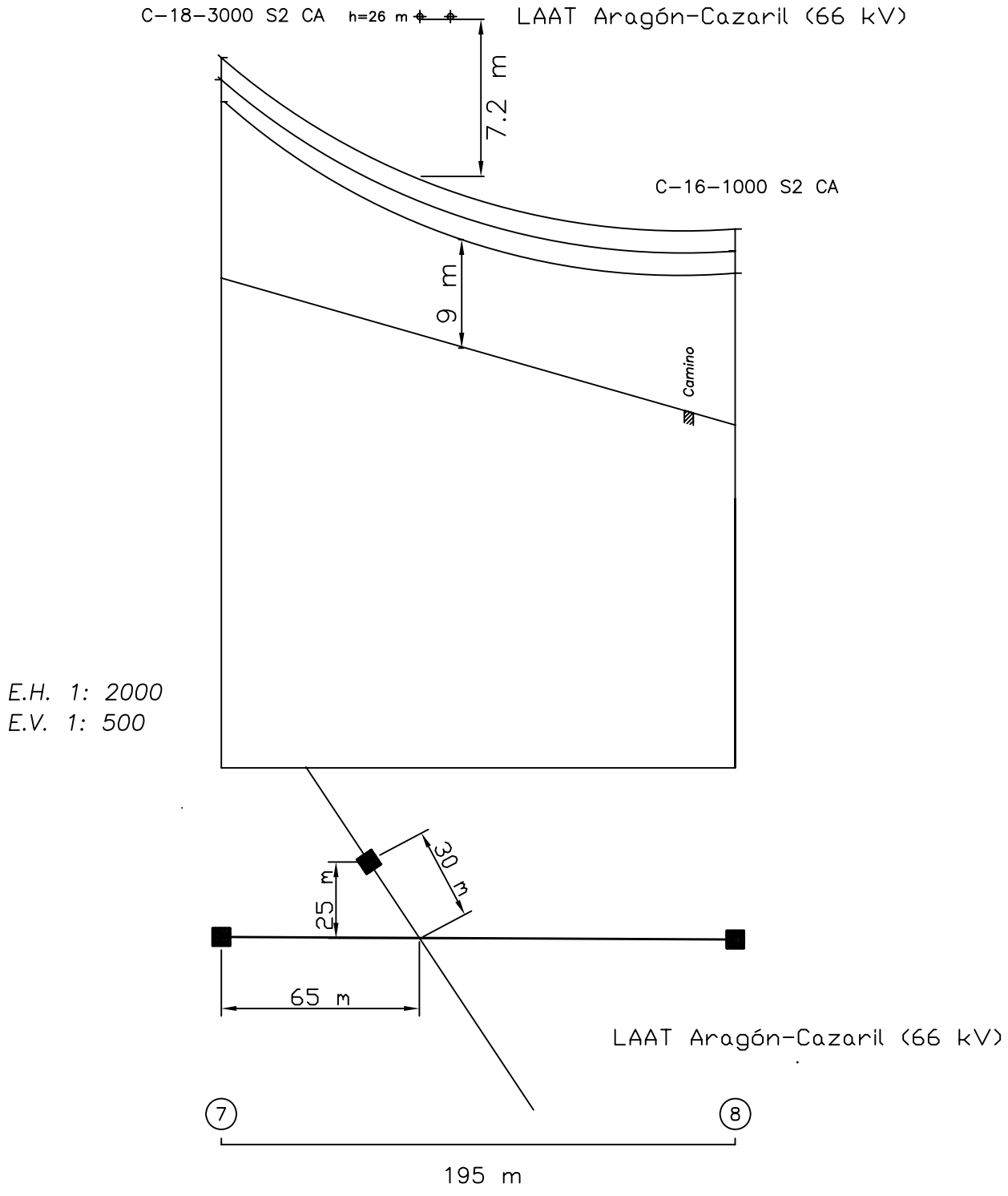
175 m

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	CRUZAMIENTO LINEA BINEFAR 1	Plano: 8
		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

CRUZAMIENTO ENTRE APOYOS Nº7 Y Nº8 CON LINEA ARAGÓN–CAZARIL (66 kV) ENTRE SUS APOYOS S/N

Dv=Dadd+Dpp=2.5+0.33=2.83m<7.2m



E.H. 1: 2000
E.V. 1: 500

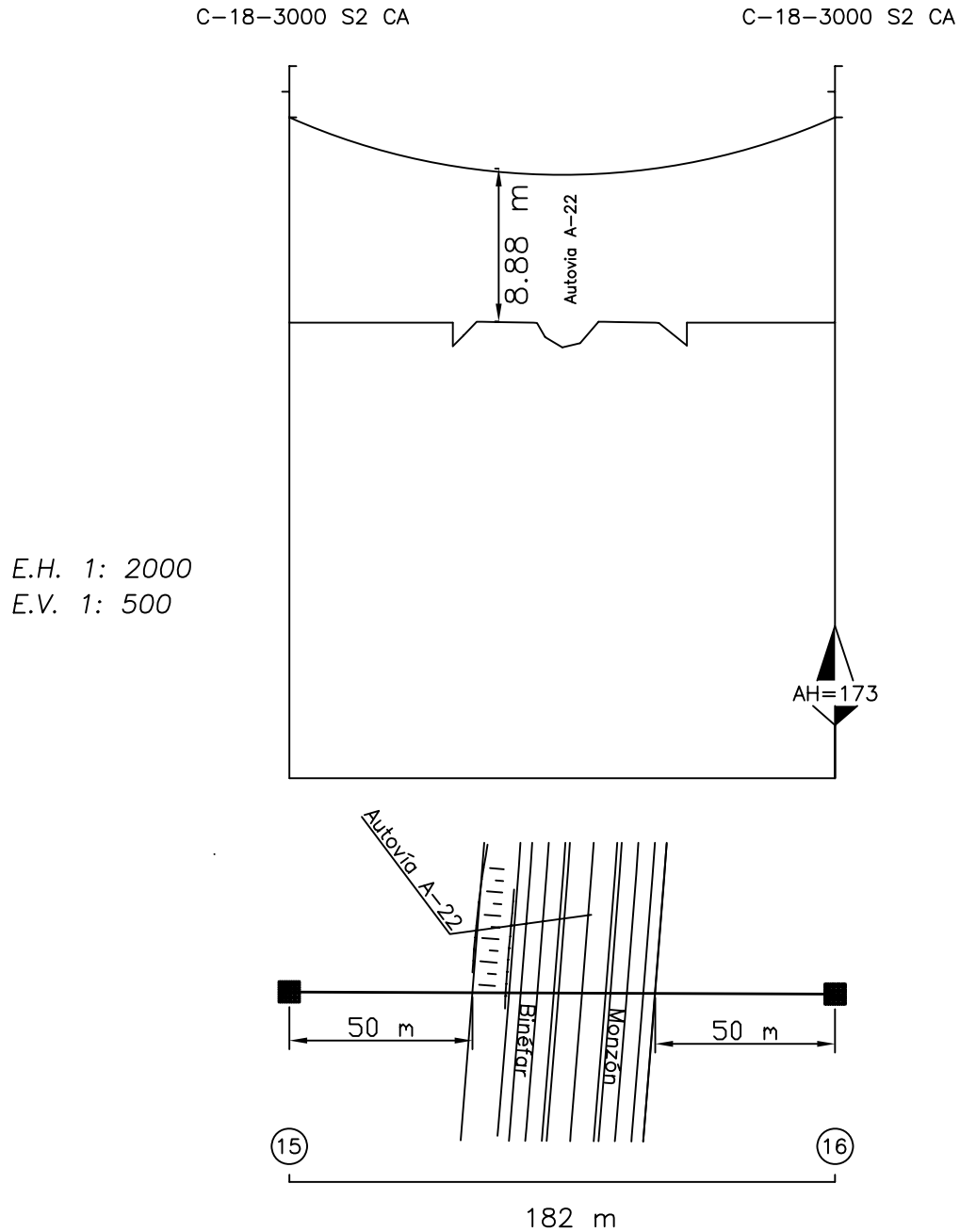
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	CRUZAMIENTO LINEA ARAGÓN–CAZARIL	Plano: 9
		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

CRUZAMIENTO ENTRE APOYOS Nº15 Y Nº16 CON AUTOVIA A-22

Dv=Dadd+Del=6.3+0.27=6.57m<8.88m (Dv min=7m)

Dh=50m



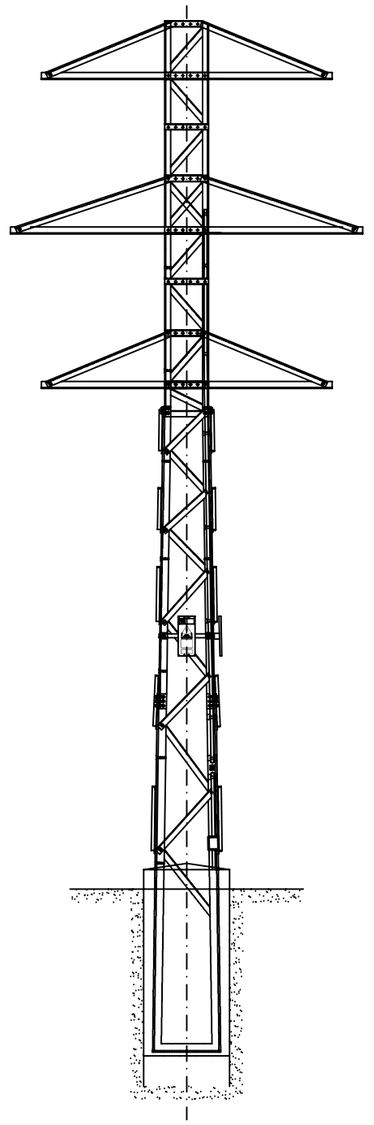
E.H. 1: 2000
E.V. 1: 500

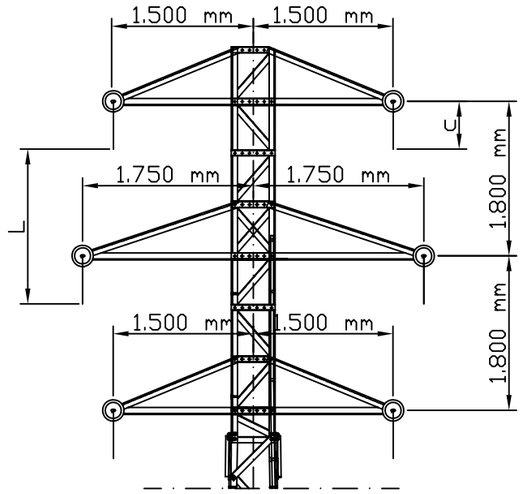
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				
Escala:	CRUZAMIENTO AUTOVIA A-22			Plano: 10
				Hoja:
				Especialidad: Eléctrica

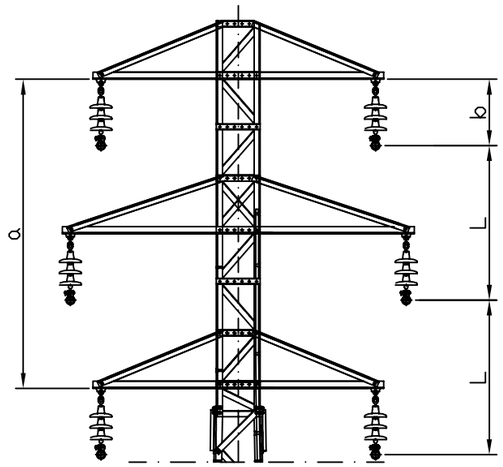
DISTANCIA DE SEGURIDAD ENTRE ZONA DE POSADA Y CONDUCTOR

APOYOS TIPO METALICO CELOSIA Y ARMADO DOBLE CIRCUITO "N2"

ARMADO	DISTANCIA ALCANZADA			DISTANCIA MINIMA DE SEGURIDAD
	a	b	c	
N2	3.600 mm	552,5 mm	300 mm	L > 1.500 mm





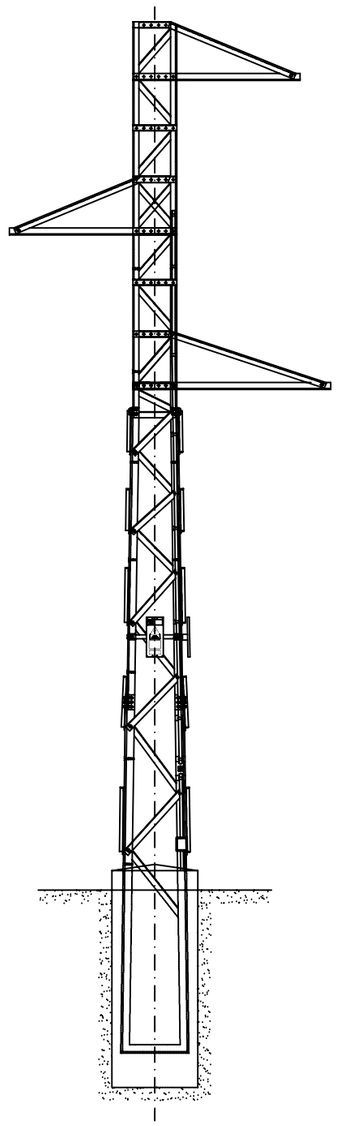


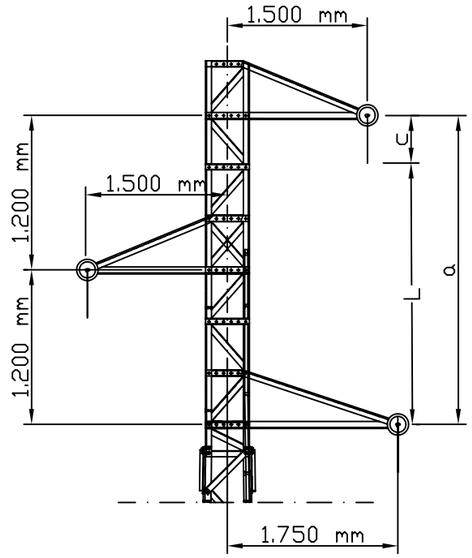
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

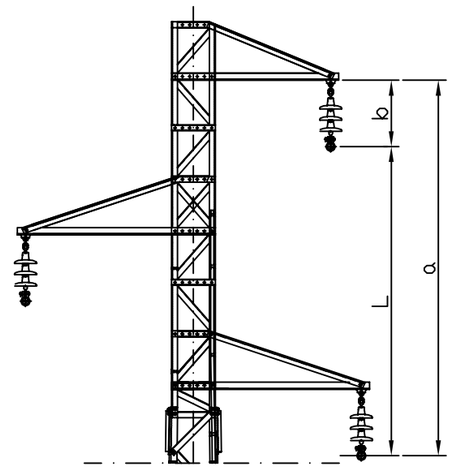
Escala:	APOYOS DE CELOSIA DISTANCIAS DE SEGURIDAD ARMADO N2	Plano: 11
S/E		Hoja:
		Especialidad: Electrica

DISTANCIA DE SEGURIDAD ENTRE ZONA DE POSADA Y CONDUCTOR

APOYOS TIPO METALICO CELOSIA Y ARMADO TRESBOLILLO "S2"







ARMADO	DISTANCIA ALCANZADA			DISTANCIA MINIMA DE SEGURIDAD (a –c) ó (a – b)
	a	b	c	
S2	2.400 mm	552,5 mm	300 mm	L > 1.500 mm

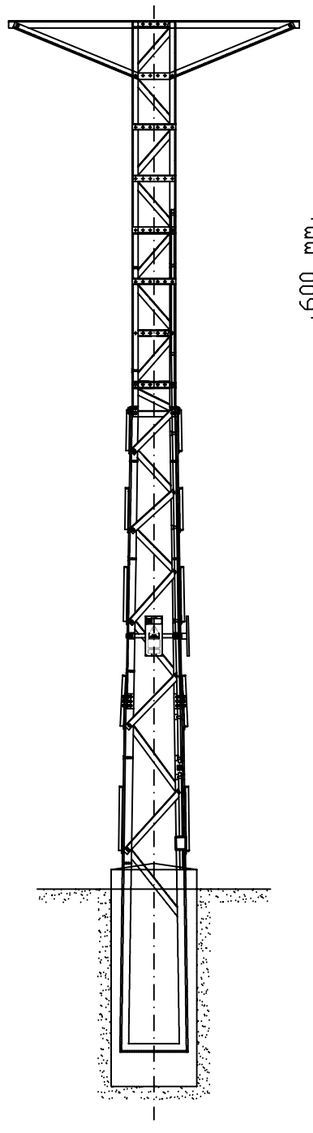
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

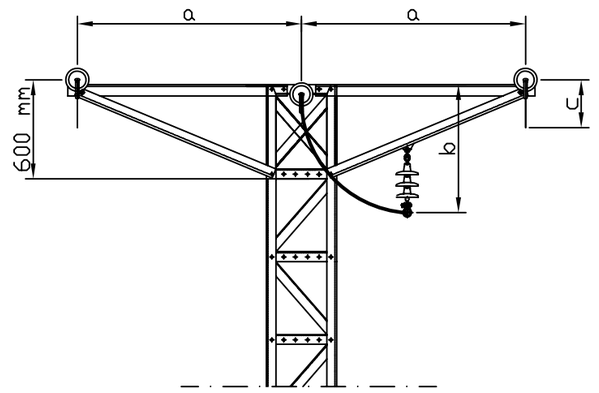
Escala:	APOYOS DE CELOSIA DISTANCIAS DE SEGURIDAD ARMADO S2	Plano: 12
S/E		Hoja:
		Especialidad: Electrica

DISTANCIA DE SEGURIDAD ENTRE ZONA DE POSADA Y CONDUCTOR

APOYOS TIPO METALICO CELOSIA Y ARMADO RECTO "L2"

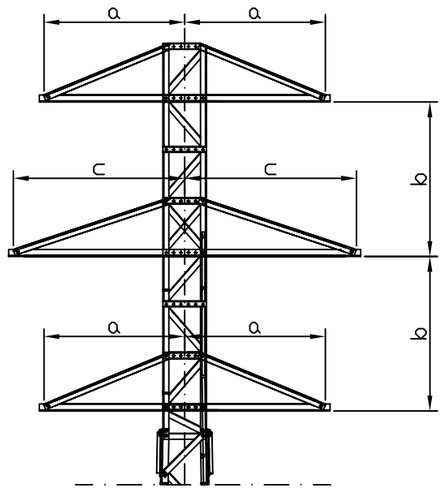
ARMADO	DISTANCIA ALCANZADA			DISTANCIA MINIMA DE SEGURIDAD
	a	b	c	
L2	1.500 mm	Aprox. 1.000 mm	300 mm	FORRAR PUENTES

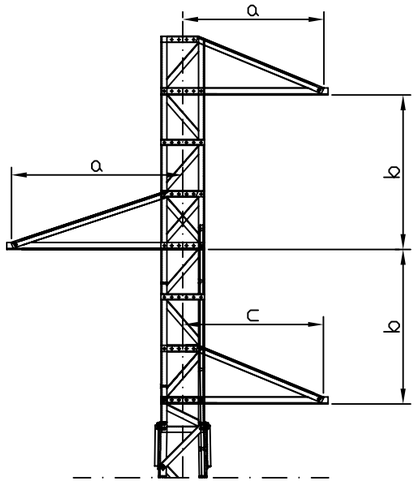


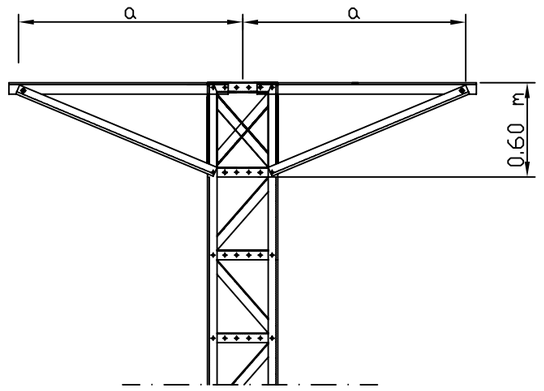


	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

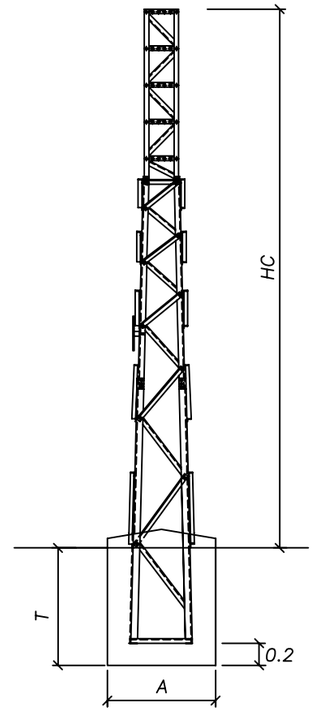
Escala:	APOYOS DE CELOSIA DISTANCIAS DE SEGURIDAD ARMADO L2	Plano: 13
S/E		Hoja:
		Especialidad: Electrica







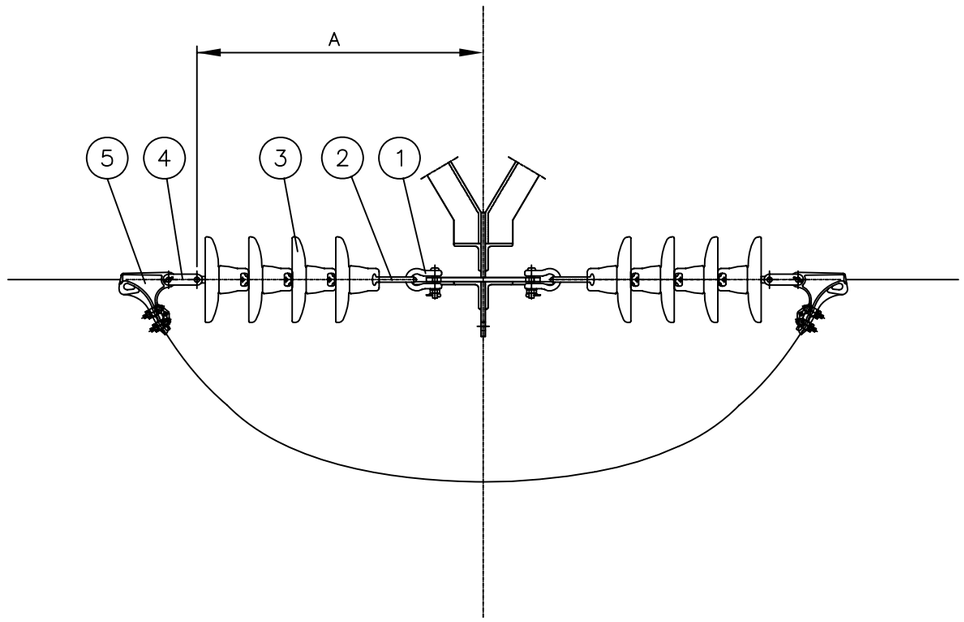
TIPO CELOSIA	TIPO ARMADO	DIMENSIONES			ALTURA UTIL	CIMENTACION (EXCAVACION)		
		a m.	b m.	c m.	m.	øA m.	T m.	V m³
C–20–7000	N2	1.50	1.80	1.75	13.44	2.04	2.96	12.32
C–18–7000	N2	1.50	1.80	1.75	11.47	1.88	2.93	10.36
C–18–3000	N2	1.50	1.80	1.75	11.71	1.25	2.69	4.20
C–16–1000	S2	1.50	1.20	1.75	11.47	1.15	2.13	2.82
C–16–500	S2	1.50	1.20	1.75	12.07	1.14	1.53	2.00
C–18–500	S2	1.50	1.20	1.75	14.04	1.16	1.55	2.00
C–16–4500	L2	1.50	–	–	12.51	1.17	2.89	2.09
C–18–2000	S2	1.50	1.20	1.75	14.12	1.24	1.48	3.81
C–18–3000	S2	1.50	1.20	1.75	12.91	1.25	2.69	4.20
C–18–1000	S2	1.50	1.20	1.75	13.4	1.23	2.2	3.33
C–14–4500	L2	1.50	–	–	10.58	1.1	2.82	3.41



	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	APOYOS DE CELOSIA DIMENSIONES	Plano: 14
S/E		Hoja:
		Especialidad: Electrica

DISTANCIA DE SEGURIDAD ENTRE ZONA DE POSADA Y PUNTO EN TENSION

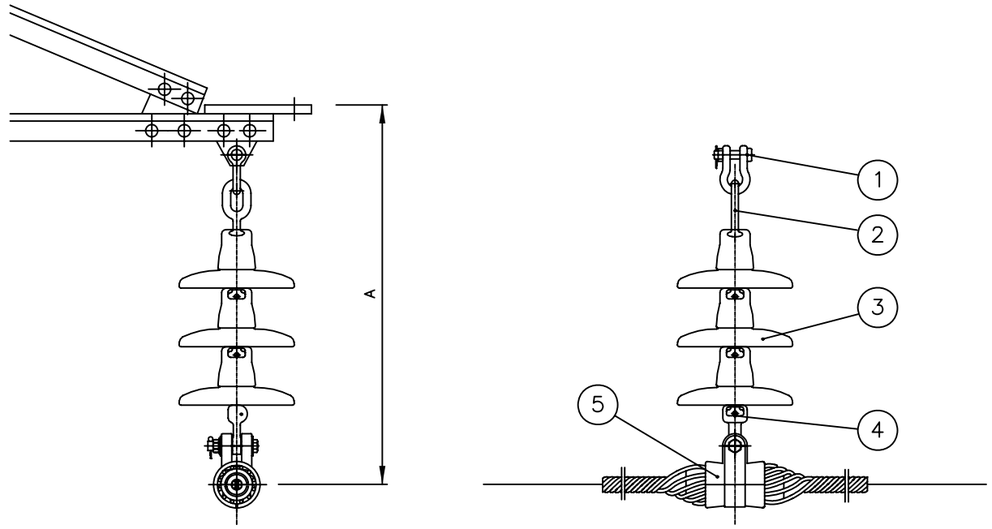


FORMACION CADENAS	DISTANCIA ALCANZADA	DISTANCIA MINIMA DE SEGURIDAD
U70BS/127	A = 679,5 mm	> 1.000 mm FORRAR GRAPA + ROTULA +PUENTE FLOJO + FORRADO CONDUCTOR 200 mm

MONTAJE CADENA DE AMARRE COMPLETA CON GRAPA DE AMARRE

MARCA	Nº PIEZAS	DENOMINACION
5	1+1	GRAPA DE AMARRE
4	1+1	ROTULA LARGA R16P
3	4+4	AISLADOR DE CAPERUZA Y VASTAGO U70BS/127
2	1+1	ANILLA BOLA AB16
1	1+1	GRILLETE NORMAL GN

DISTANCIA DE SEGURIDAD ENTRE ZONA DE POSADA Y CONDUCTOR



FORMACION CADENAS	DISTANCIA ALCANZADA	DISTANCIA MINIMA DE SEGURIDAD
U70BS/127	A = 552,5 mm	> 600 mm FORRAR GRAPA + 300 mm CONDUCTOR

MONTAJE CADENA DE SUSPENSION CON GRAPA ARMADA TIPO GSA

MARCA	Nº PIEZAS	DENOMINACION
5	1	GRAPA DE SUSPENSION ARMADA TIPO GSA
4	1	ROTULA CORTA R16
3	3	AISLADOR DE CAPERUZA Y VASTAGO U70BS/127
2	1	ANILLA BOLA AB16
1	1	GRILLETE NORMAL GN

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala: S/E

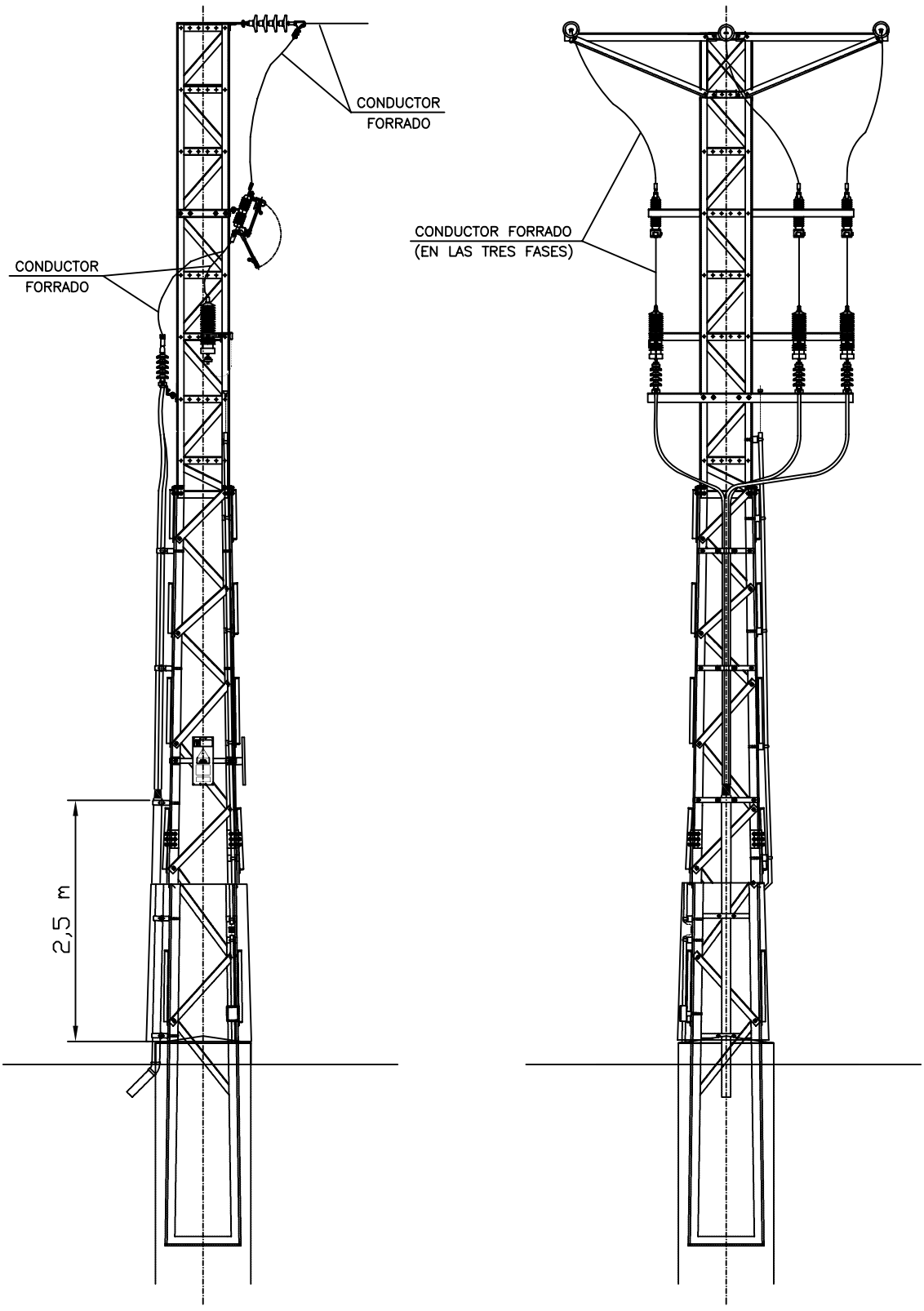
CADENAS DE AISLAMIENTO

Plano: 15

Hoja:

Especialidad: Electrica

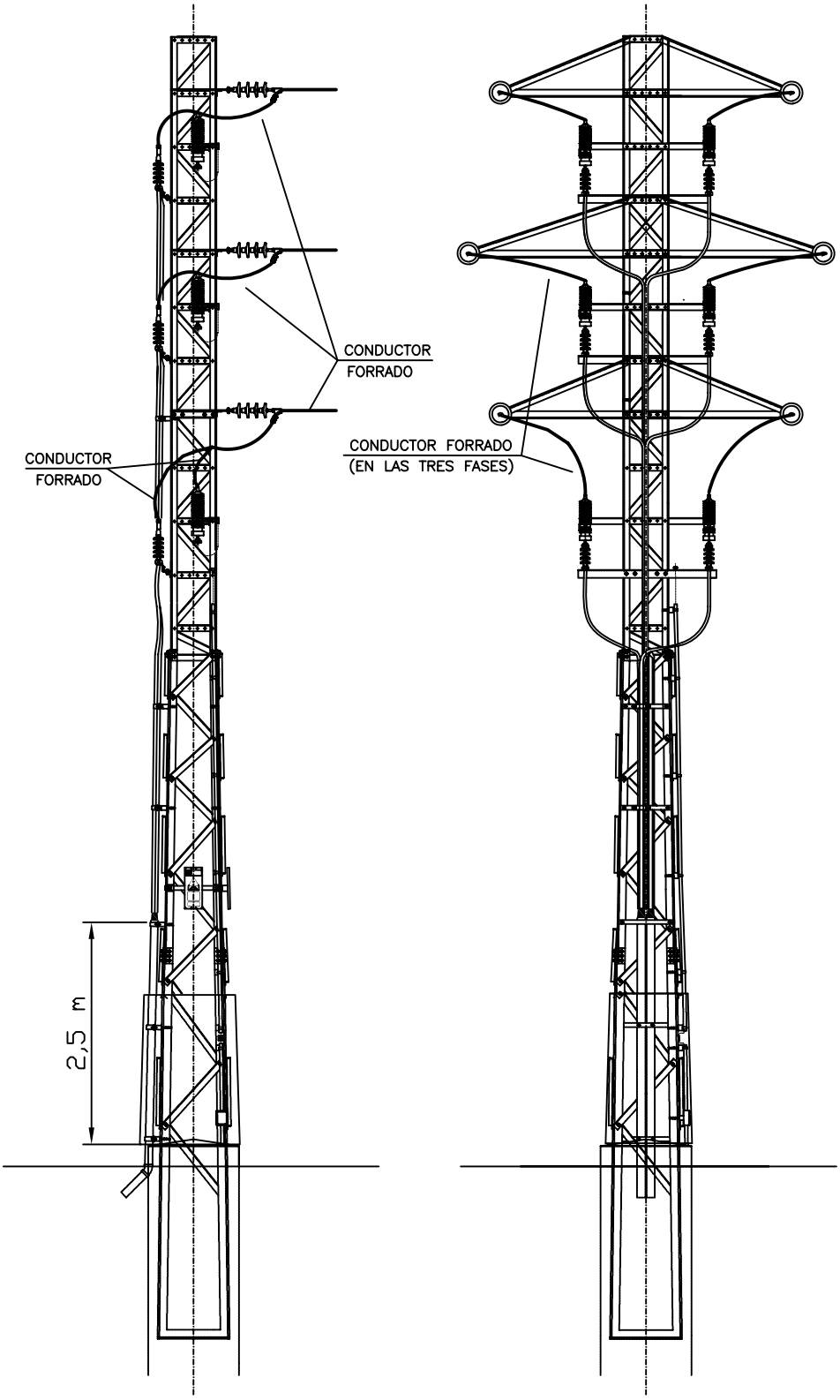
AISLAMIENTO DE PUENTES
EN APOYOS DE CONVERSION AEREO–SUBTERRANEA
(CON SECCIONAMIENTO)



	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	APOYOS CONVERSION AEREO SUBTERRANEA CON SECCIONAMIENTO	Plano: 16
S/E		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

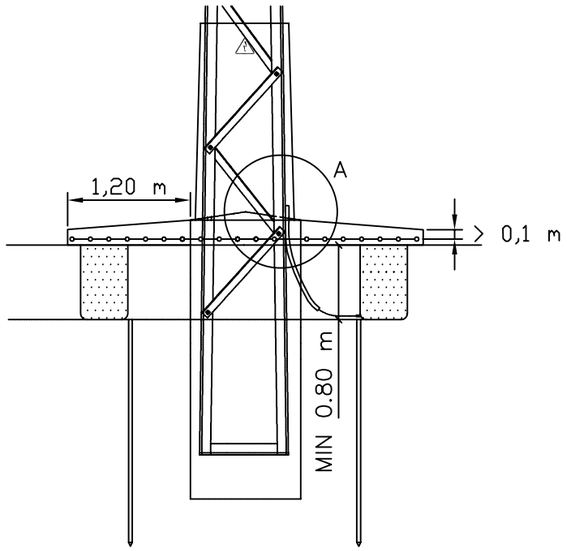
AISLAMIENTO DE PUENTES
EN APOYOS DE CONVERSION AEREO–SUBTERRANEA
(SIN SECCIONAMIENTO)



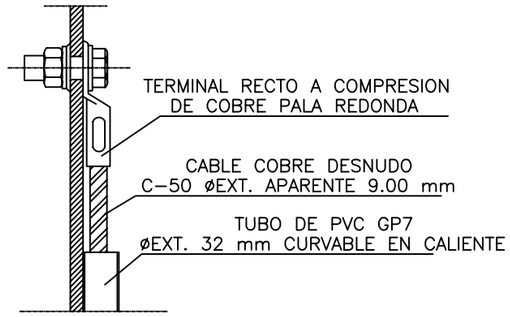
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	APOYOS CONVERSION AEREO SUBTERRANEA SIN SECCIONAMIENTO	Plano: 17
S/E		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

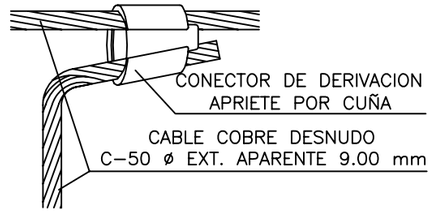
APOYO CON APARAMENTA O ZONA TRANSITADA



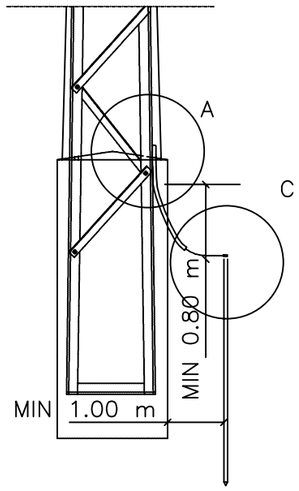
DETALLE A



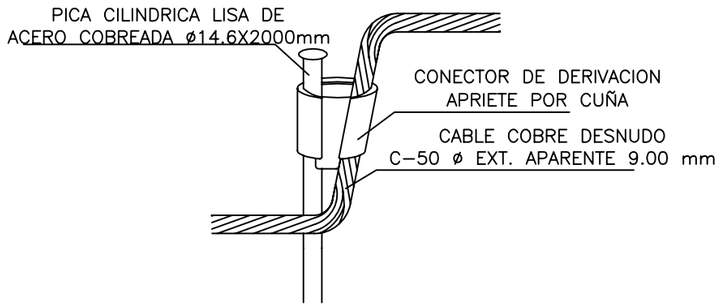
DETALLE B

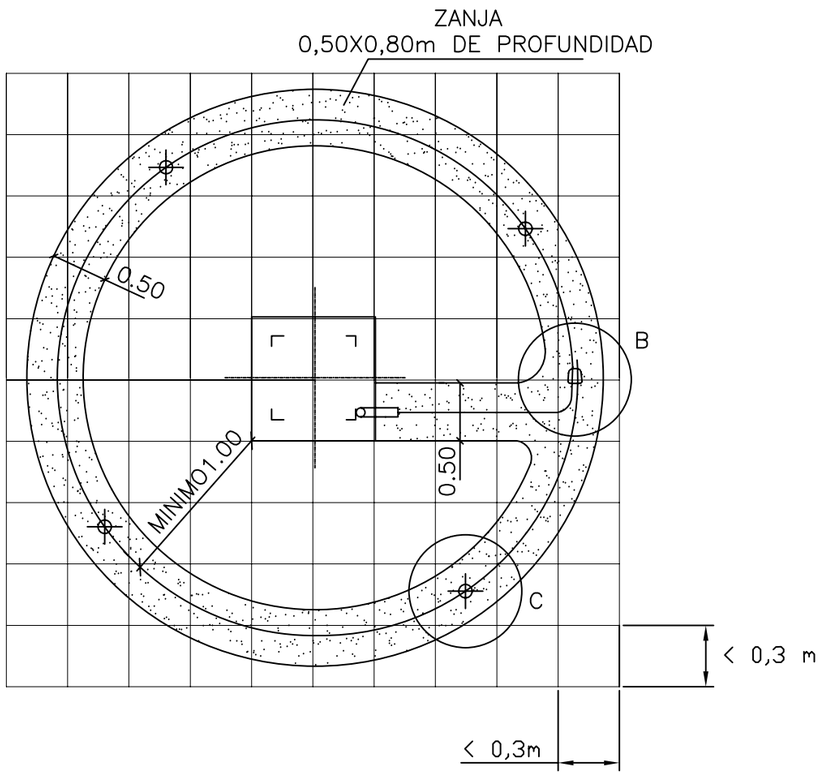


APOYO EN ZONA NO TRANSITADA



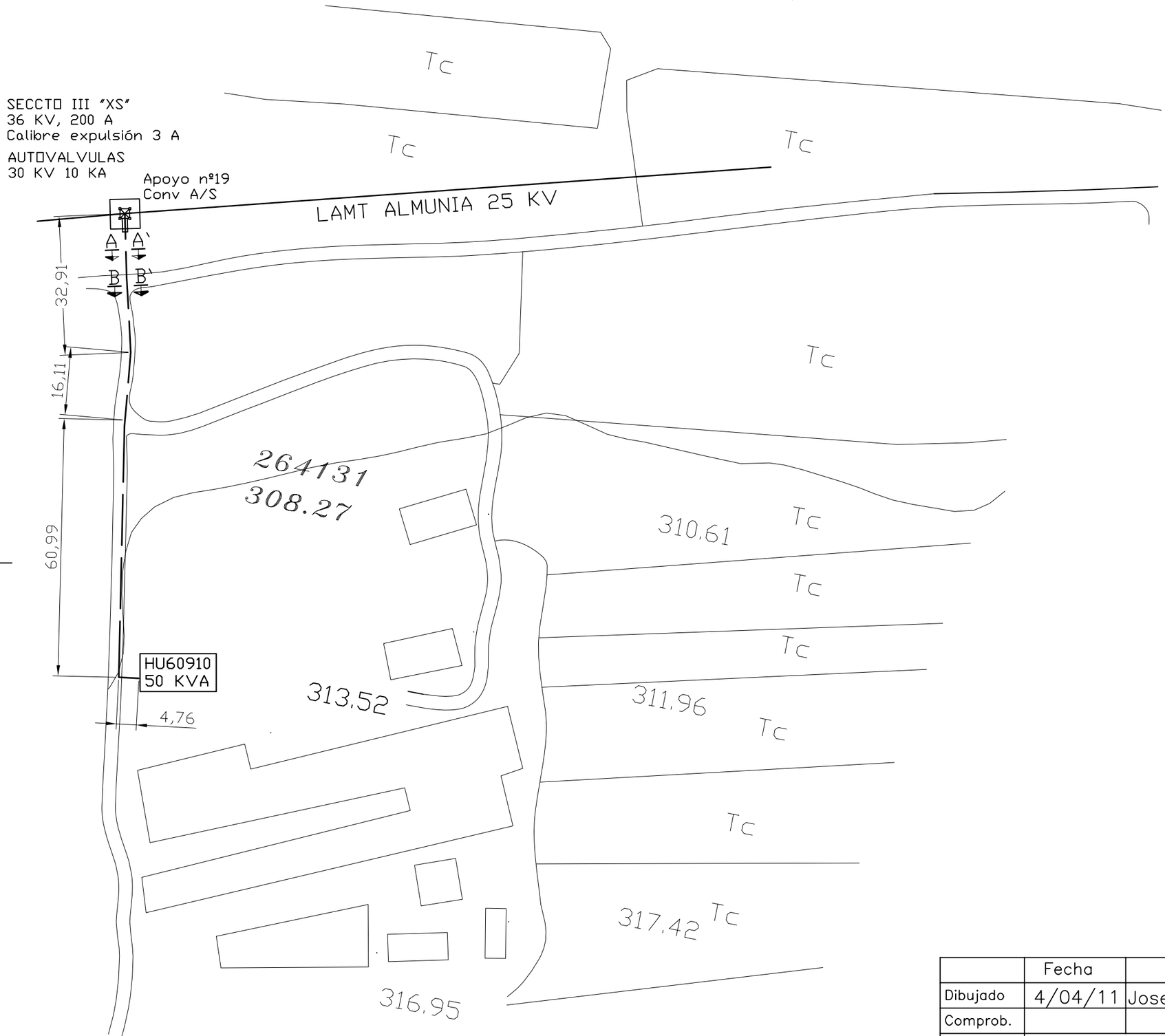
DETALLE C



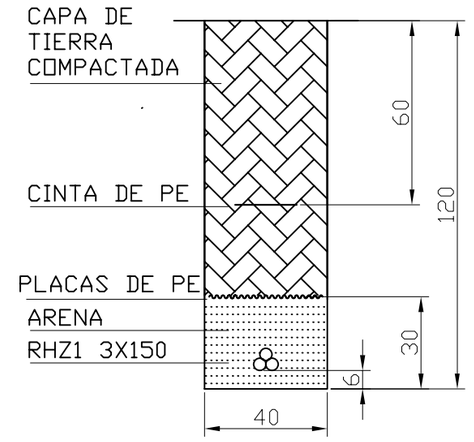


	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	APOYOS DE CELOSIA PUESTA A TIERRA	Plano: 18
S/E		Hoja:
		Especialidad: Electrica

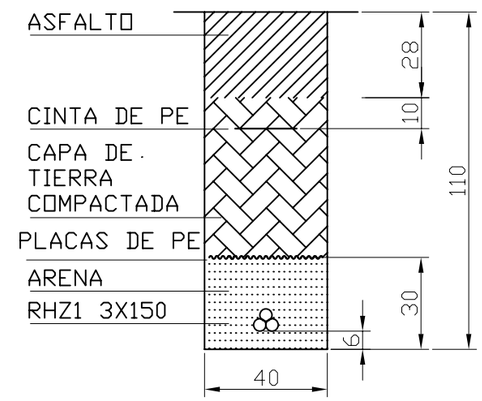


SECCIÓN A–A'



E–1:20

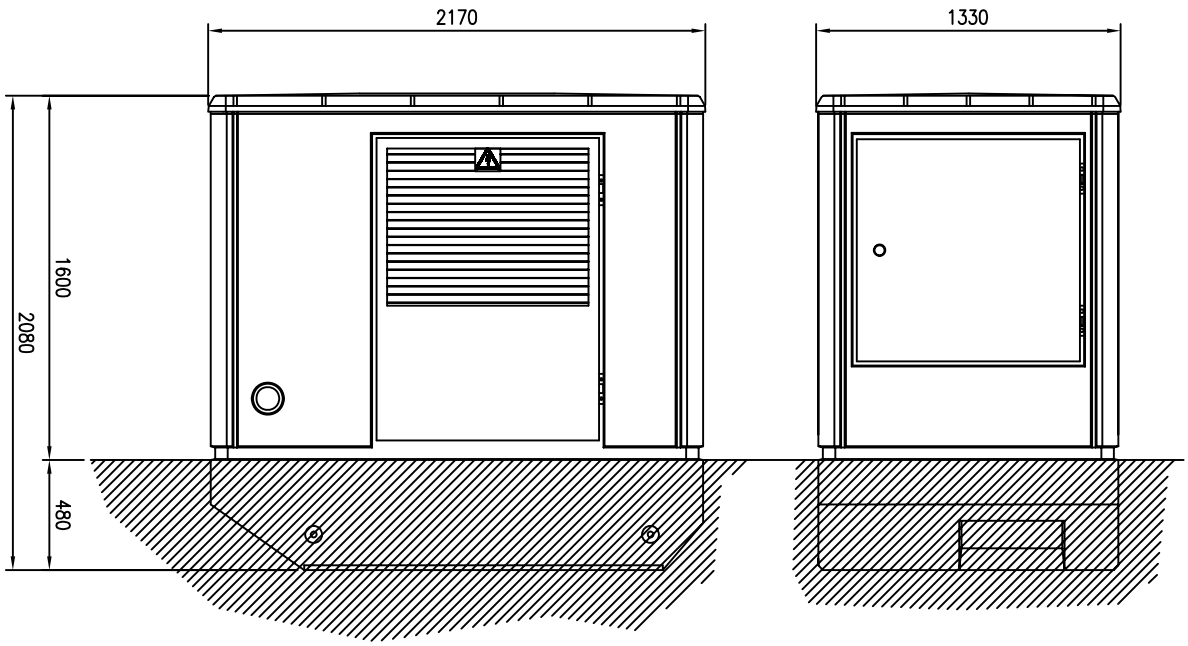
SECCIÓN B–B'



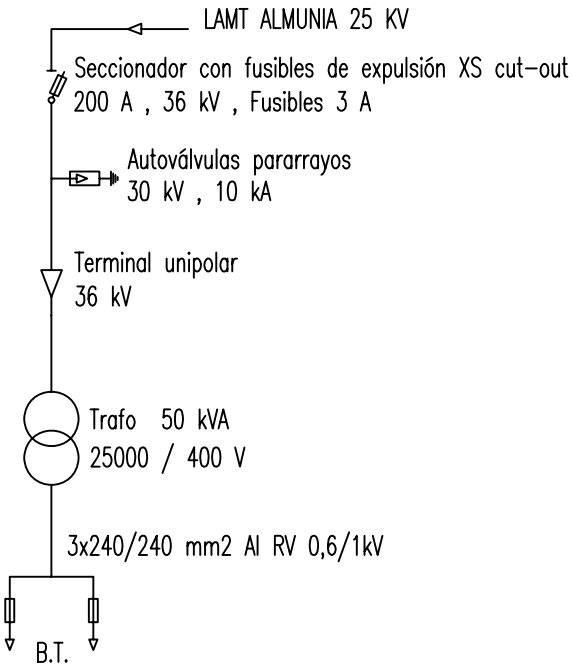
E–1:20

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	LSMT DERIVACIÓN A CTC HU60910	Plano: 19
1:1250		Hoja:
		Especialidad: Electrica



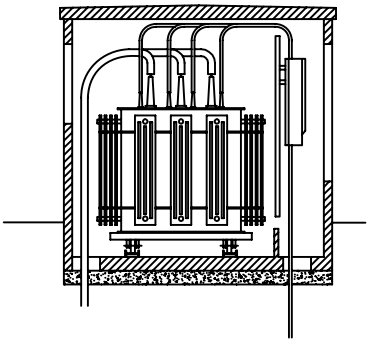
DIMENSIONES DE LA EXCAVACIÓN
2,550 m ancho x 1,710 m fondo x 0,480 profundo



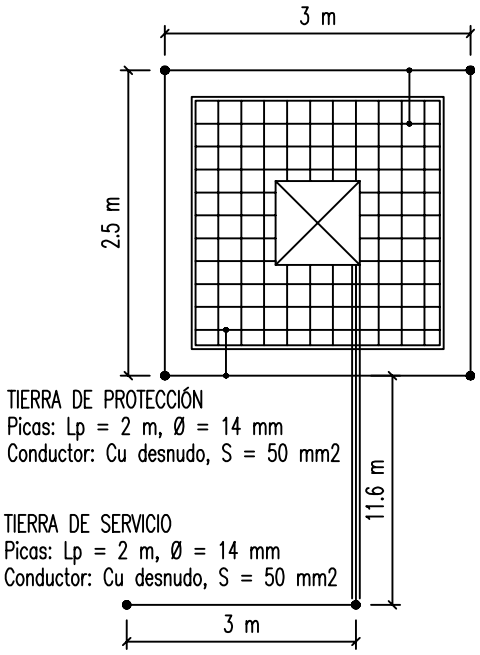
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN COMPACTO HU60910	Plano: 20
S/E		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

CTC HU60910
TRAFO. 160 KVA



PUESTAS A TIERRA



TIERRA DE PROTECCIÓN
Picas: Lp = 2 m, Ø = 14 mm
Conductor: Cu desnudo, S = 50 mm2

TIERRA DE SERVICIO
Picas: Lp = 2 m, Ø = 14 mm
Conductor: Cu desnudo, S = 50 mm2

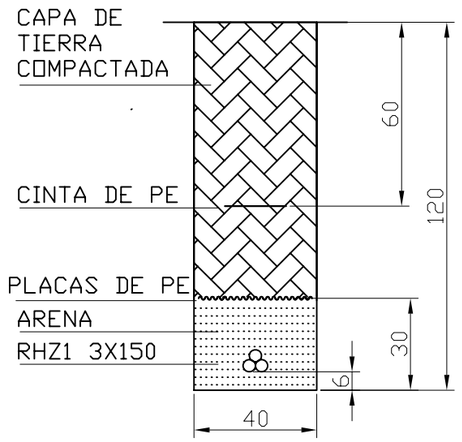
TIERRA DE PROTECCIÓN
Configuración: 30-2.5/8/42
Profundidad electrodo: 0.8 m
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Número de picas: 4
Longitud picas: 2

TIERRA DE SERVICIO
Configuración: 8/22.
Profundidad electrodo: 0.8 m
Separación picas: 3 m
2 picas en hilera unidas por conductor horizontal
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Longitud picas: 2

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

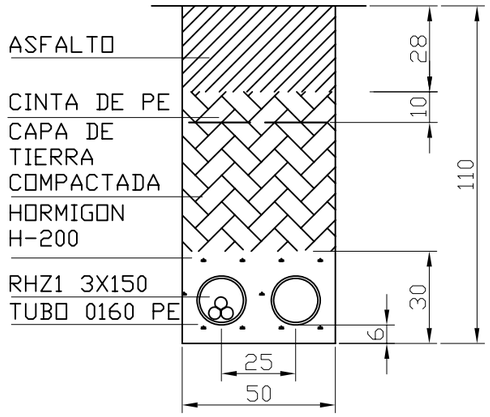
Escala:	PUESTA A TIERRA CTC HU 60910	Plano: 21
S/E		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

SECCIÓN A–A'



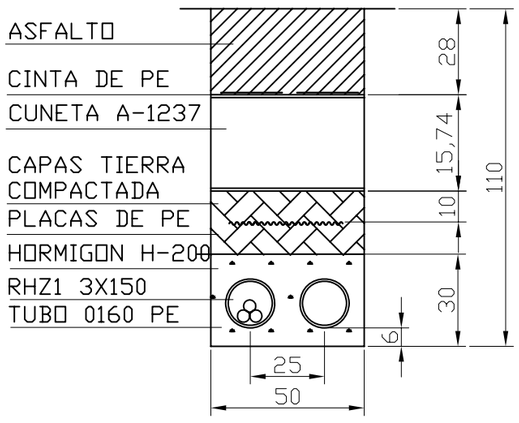
E–1:20

SECCIÓN B–B'



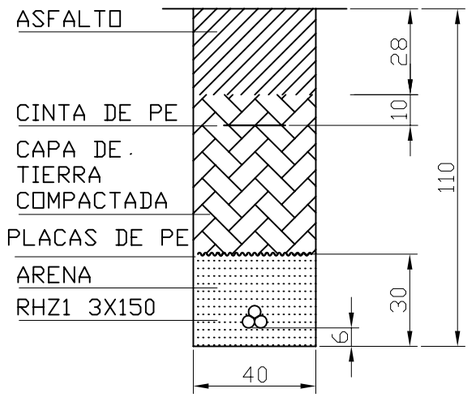
E–1:20

SECCIÓN C–C'

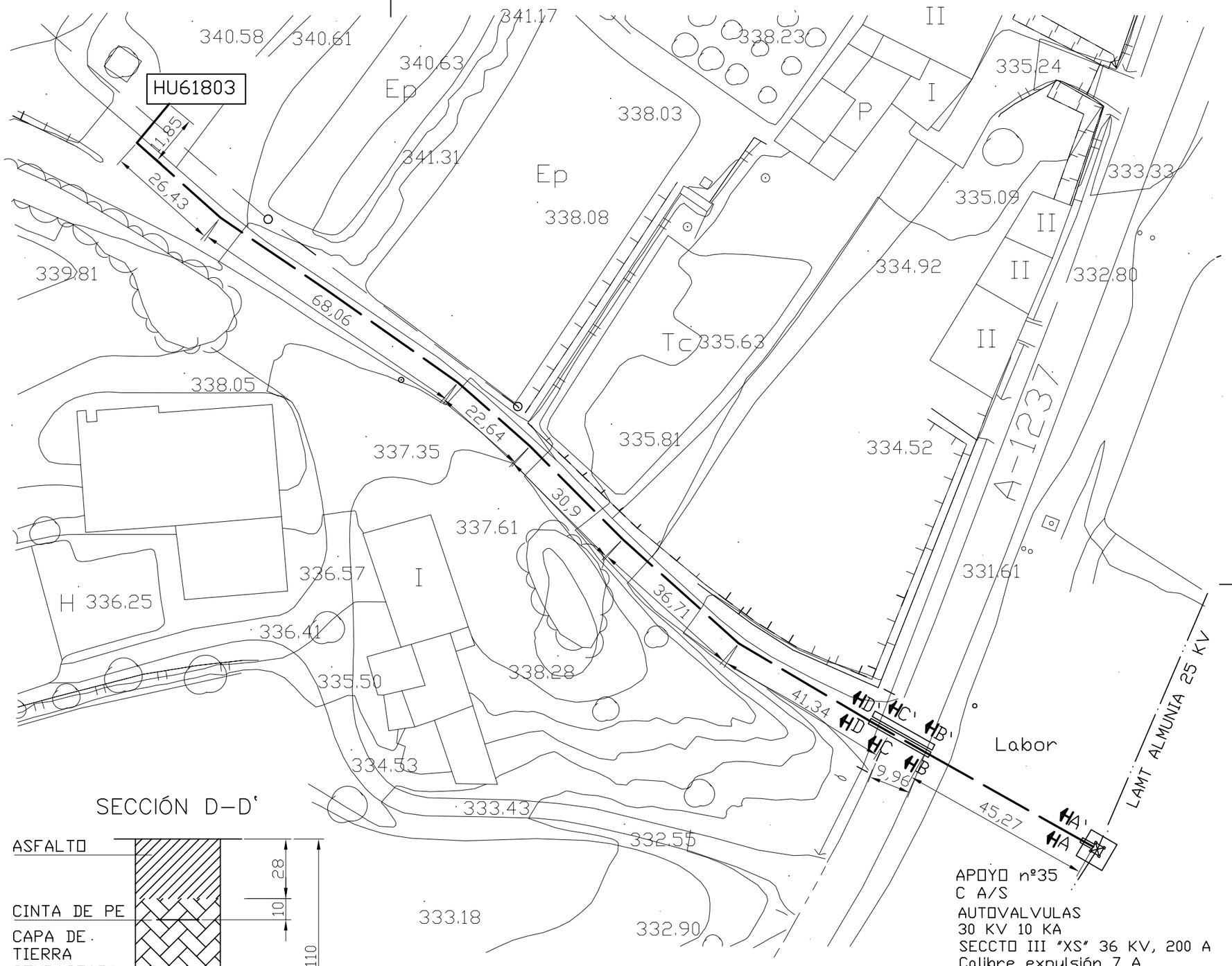


E–1:20

SECCIÓN D–D'

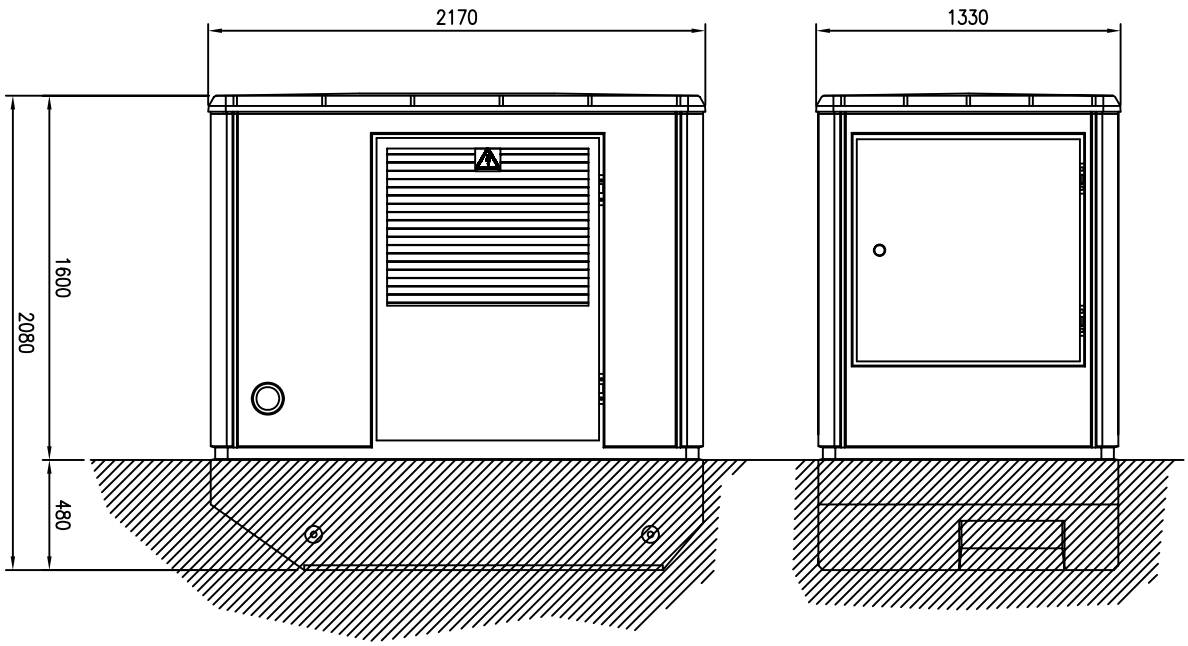


E–1:20

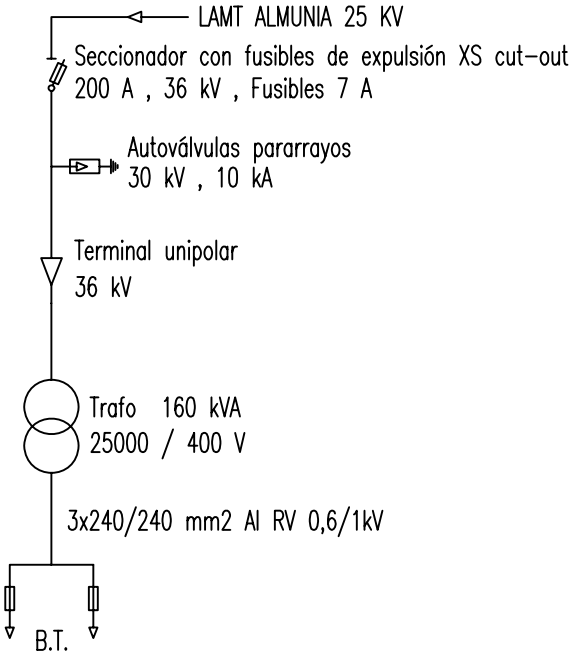


	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	ESQUEMA UNIFILAR DERIVACIÓN A CTC HU61803	Plano: 22
1:500		Hoja:
		Especialidad: Electrica



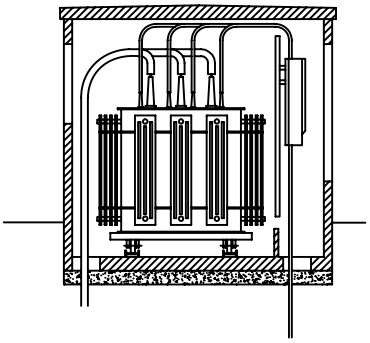
DIMENSIONES DE LA EXCAVACIÓN
2,550 m ancho x 1,710 m fondo x 0,480 profundo



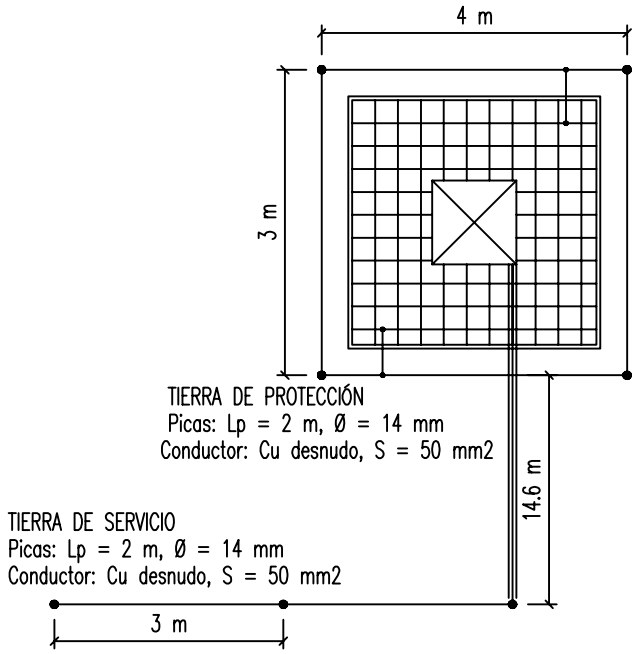
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN COMPACTO HU61803	Plano: 23
S/E		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

CTC HU61803
TRAFO. 160 KVA



PUESTAS A TIERRA



TIERRA DE PROTECCIÓN
Picas: Lp = 2 m, Ø = 14 mm
Conductor: Cu desnudo, S = 50 mm2

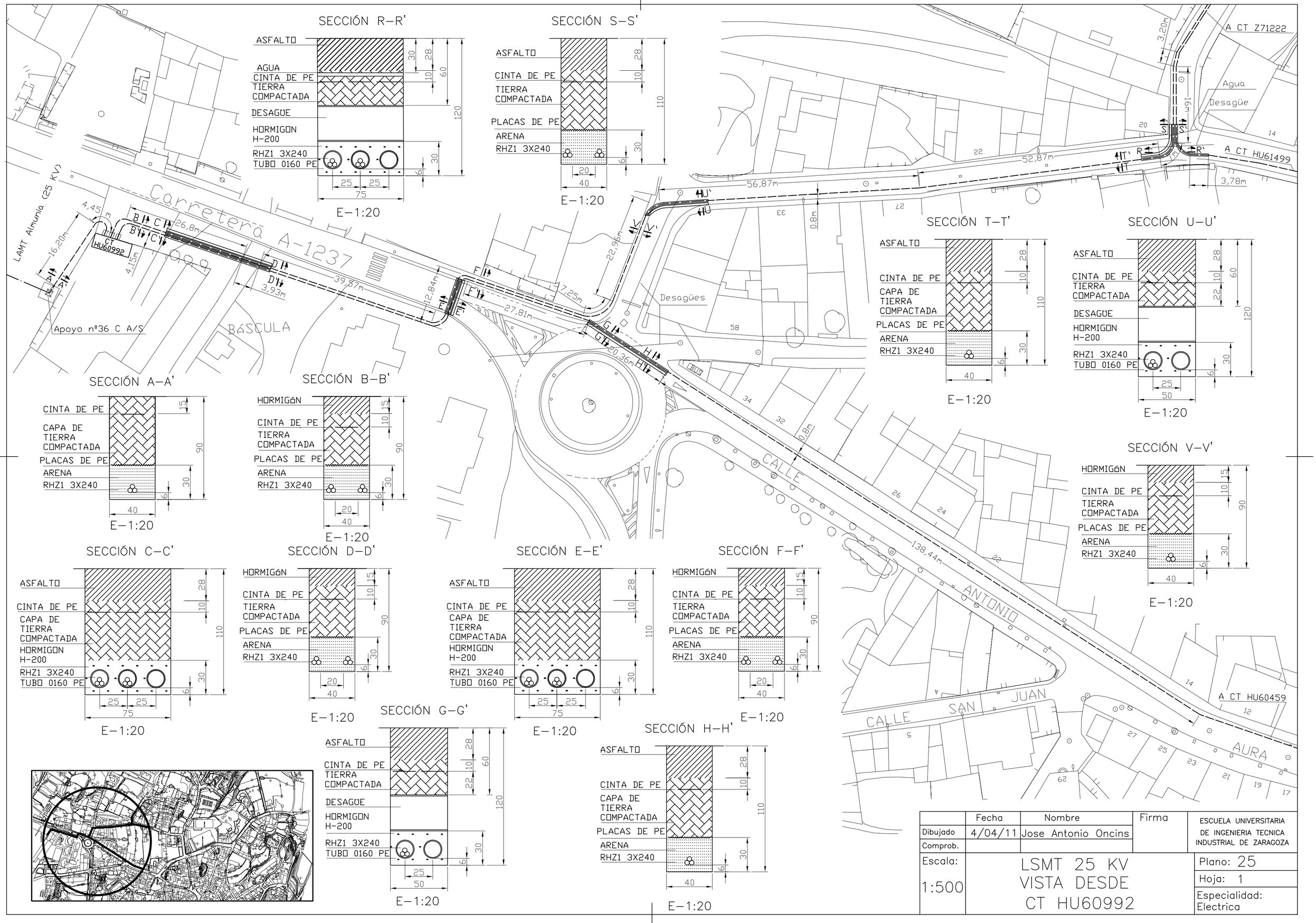
TIERRA DE SERVICIO
Picas: Lp = 2 m, Ø = 14 mm
Conductor: Cu desnudo, S = 50 mm2

TIERRA DE PROTECCIÓN
Configuración: 40-30/8/42
Profundidad electrodo: 0.8 m
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Número de picas: 4
Longitud picas: 2

TIERRA DE SERVICIO
Configuración: 8/32.
Profundidad electrodo: 0.8 m
Separación picas: 3 m
3 picas en hilera unidas por conductor horizontal
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Longitud picas: 2

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	PUESTA A TIERRA CTC HU 61803	Plano: 24
S/E		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica



	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				
Escala: 1:500	LSMT 25 KV VISTA DESDE CT HU60992			Plano: 25
				Hoja: 1
				Especialidad: Electrica

SECCIÓN H–H'

E–1:20

SECCIÓN I–I'

E–1:20

SECCIÓN J–J'

E–1:20

SECCIÓN K–K'

E–1:20

SECCIÓN Q–Q'

E–1:20

SECCIÓN R–R'

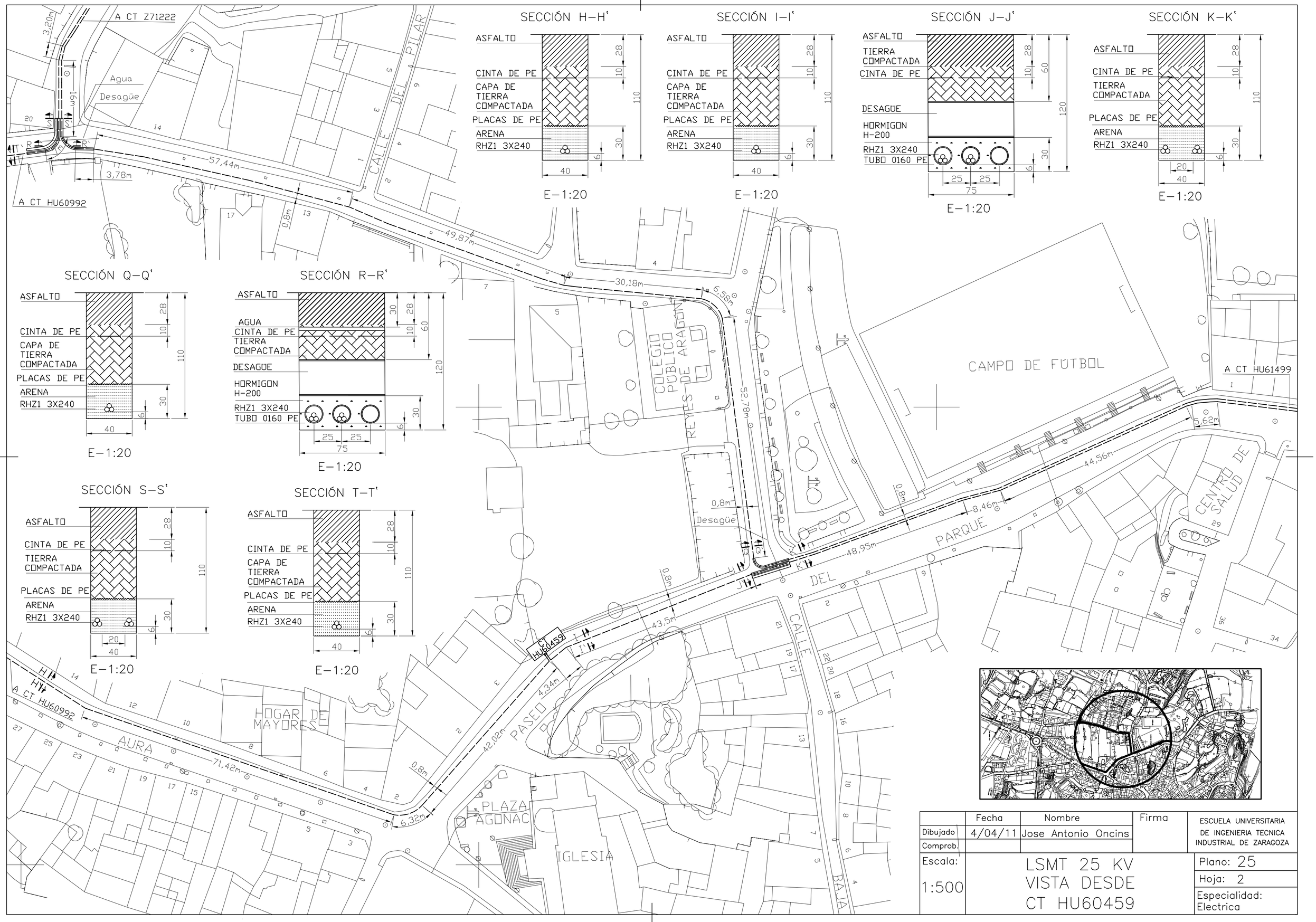
E–1:20

SECCIÓN S–S'

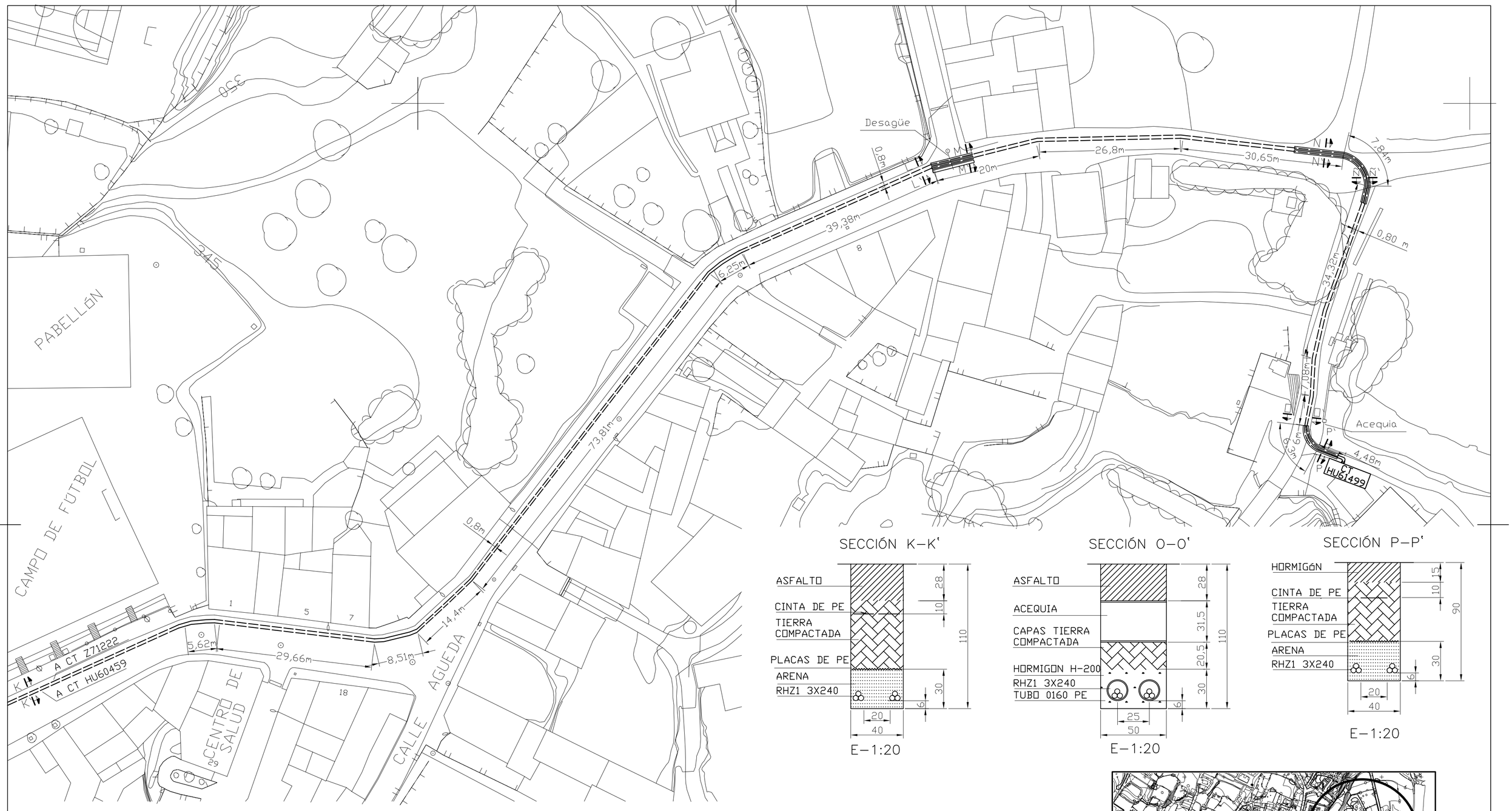
E–1:20

SECCIÓN T–T'

E–1:20



	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				
Escala: 1:500	LSMT 25 KV VISTA DESDE CT HU60459			Plano: 25
				Hoja: 2
				Especialidad: Electrica



SECCIÓN K–K'

E–1:20

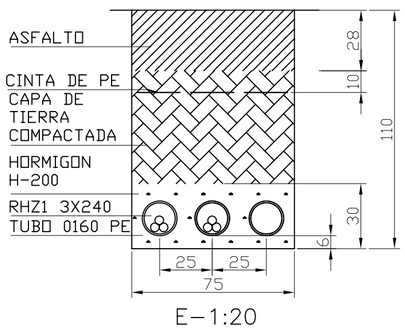
SECCIÓN O–O'

E–1:20

SECCIÓN P–P'

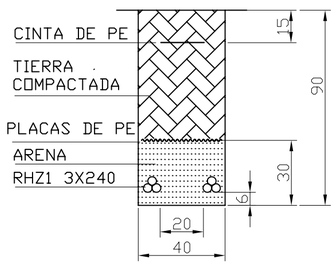
E–1:20

SECCIÓN L–L'



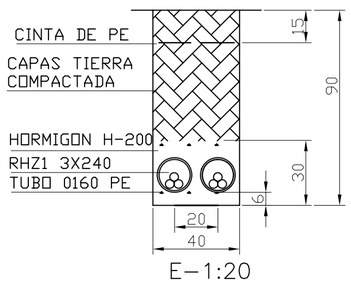
E–1:20

SECCIÓN M–M'



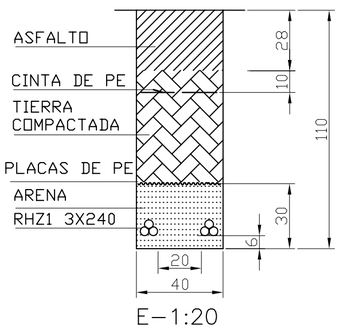
E–1:20

SECCIÓN N–N'

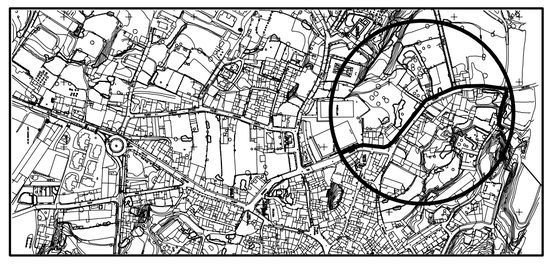


E–1:20

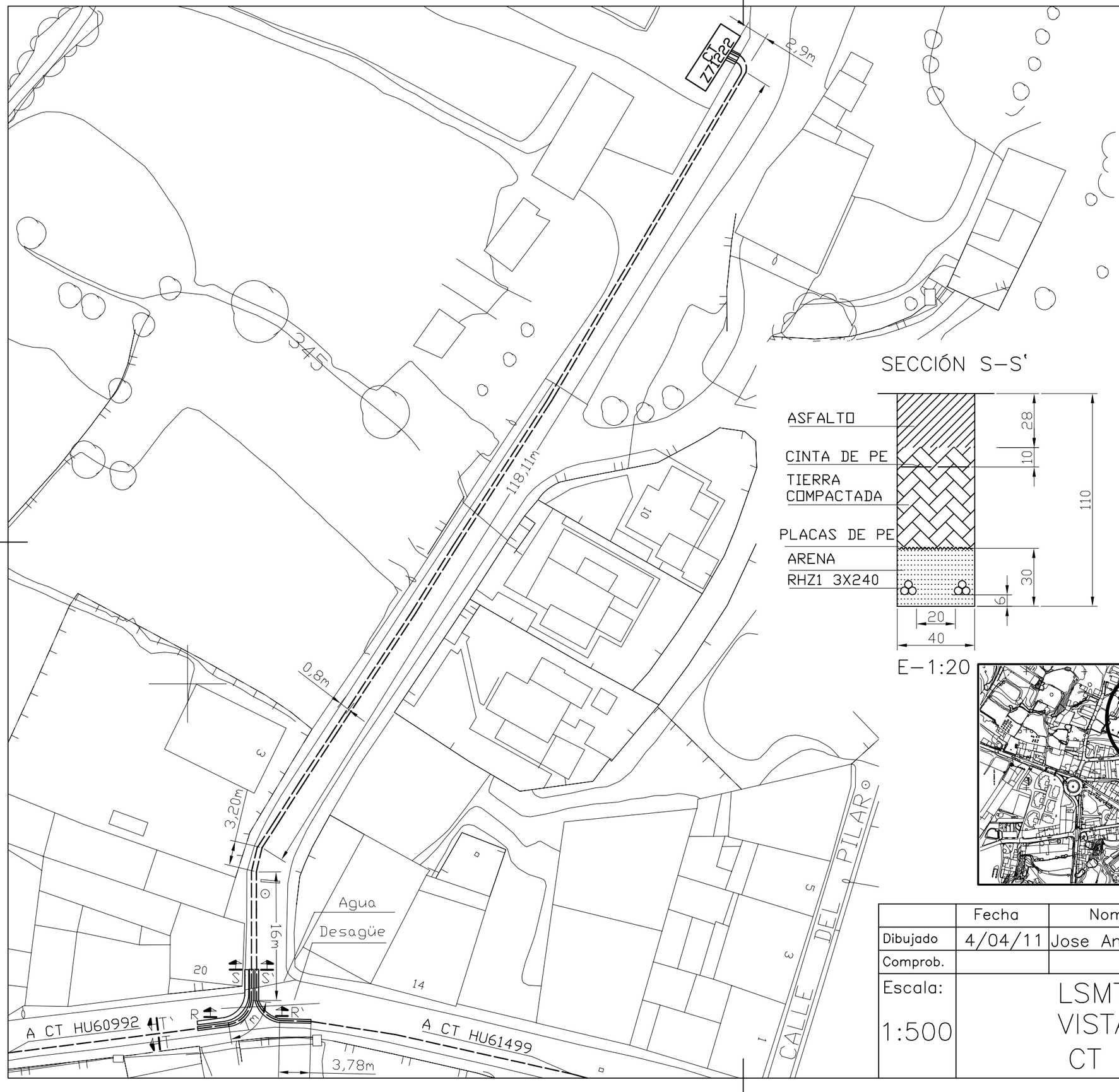
SECCIÓN Ñ–Ñ'



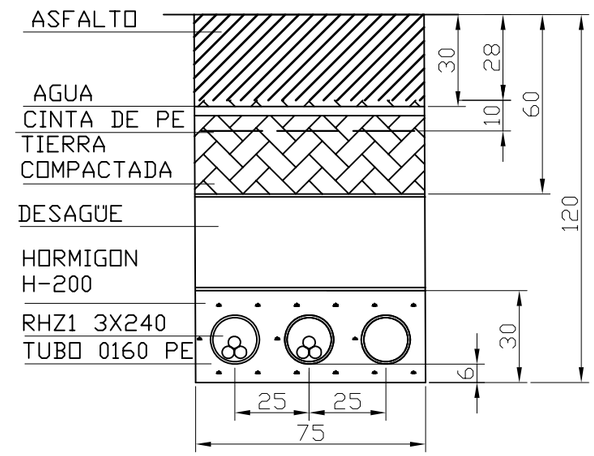
E–1:20



	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				
Escala: 1:500	LSMT 25 KV VISTA DESDE CT HU61499			Plano: 25
				Hoja: 3
				Especialidad: Electrica



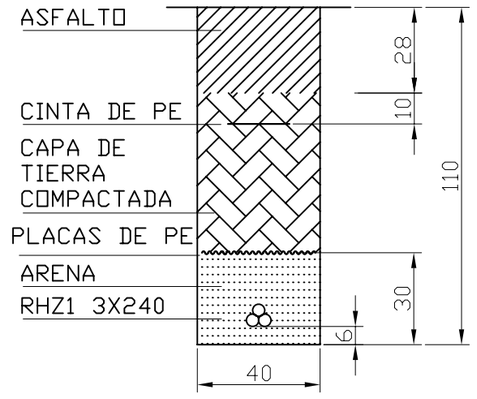
SECCIÓN R–R'



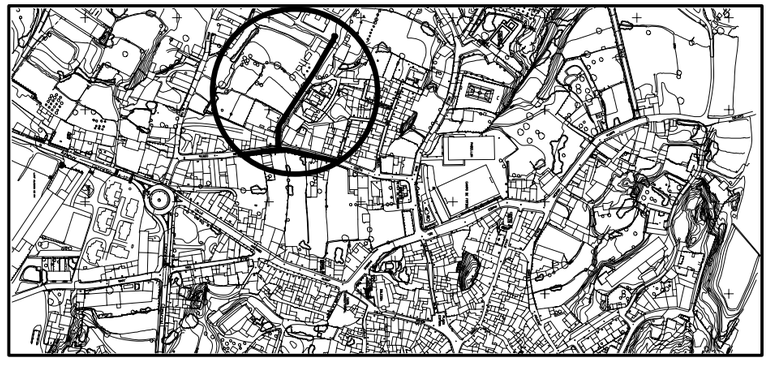
E–1:20

SECCIÓN S–S'

SECCIÓN T–T'

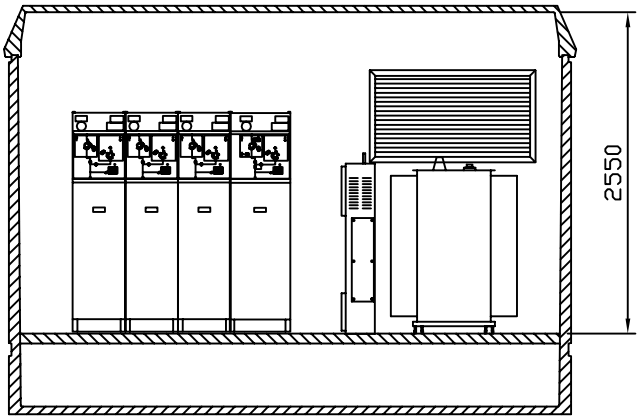


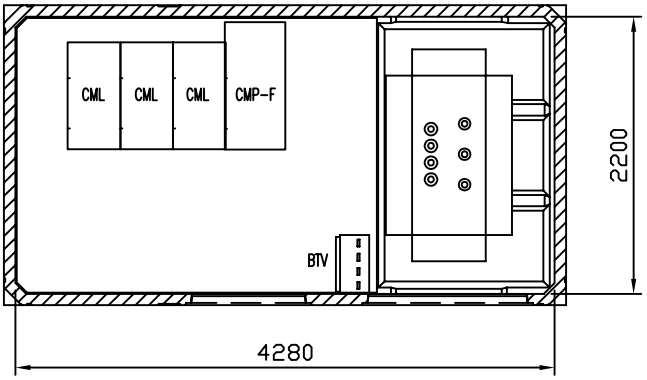
E–1:20

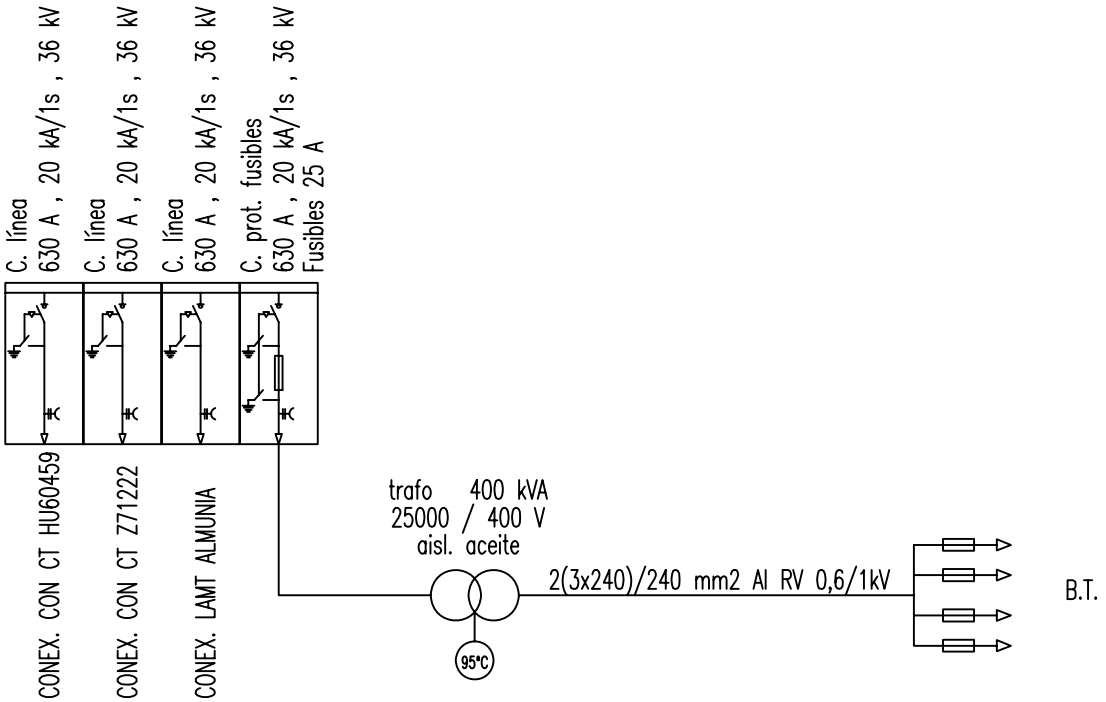


	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

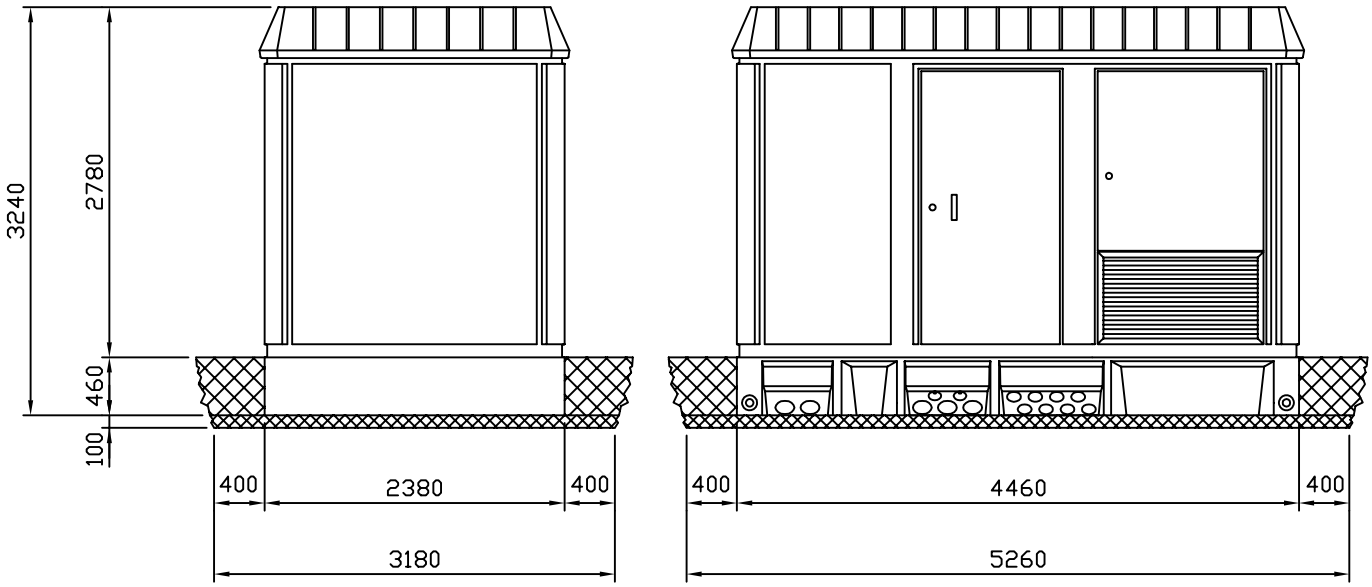
Escala:	LSMT 25 KV VISTA DESDE CT Z71222	Plano: 25
1:500		Hoja: 4
		Especialidad: Electrica

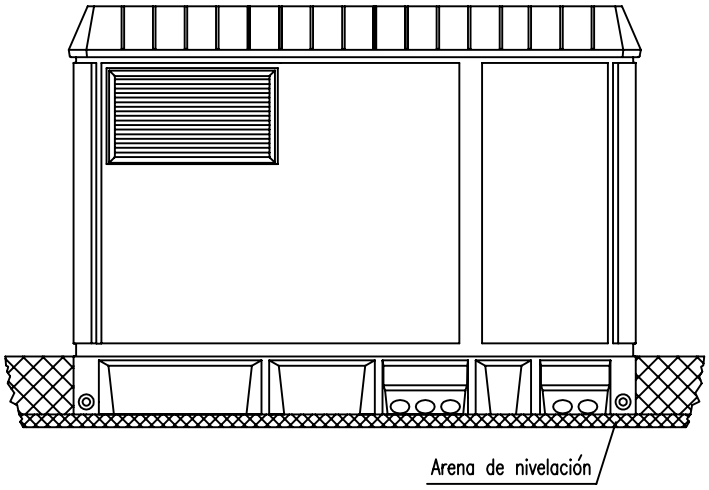






	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				
Escala:	VISTAS INTERIORES ESQUEMA UNIFIAR CT HU60992			Plano: 26 Hoja: Especialidad: Eléctrica



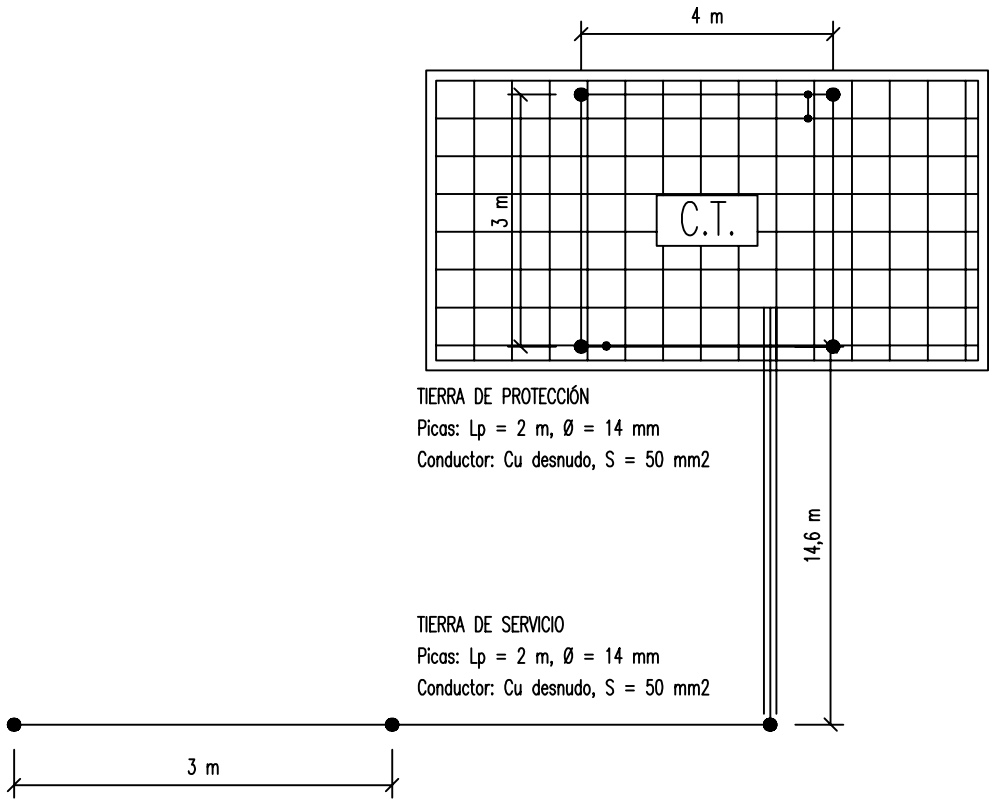


DIMENSIONES DE LA EXCAVACION
5.26 m. ancho x 3.18 m. fondo x 0.56 m. profund.

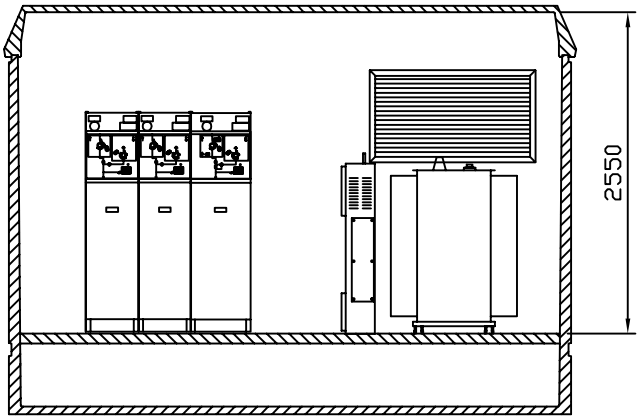
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				
Escala:	VISTAS EXTERIORES CT HU60992			Plano: 27
				Hoja:
				Especialidad: Eléctrica

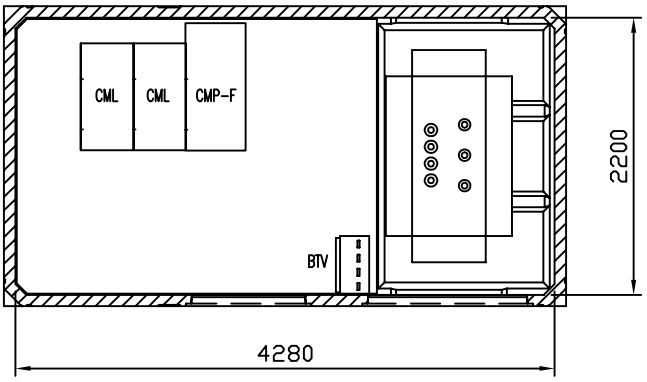
TIERRA DE SERVICIO
Configuración: 8/32.
Profundidad electrodo: 0.8 m
Separación picas: 3 m
3 picas en hilera unidas por conductor horizontal
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Longitud picas: 2

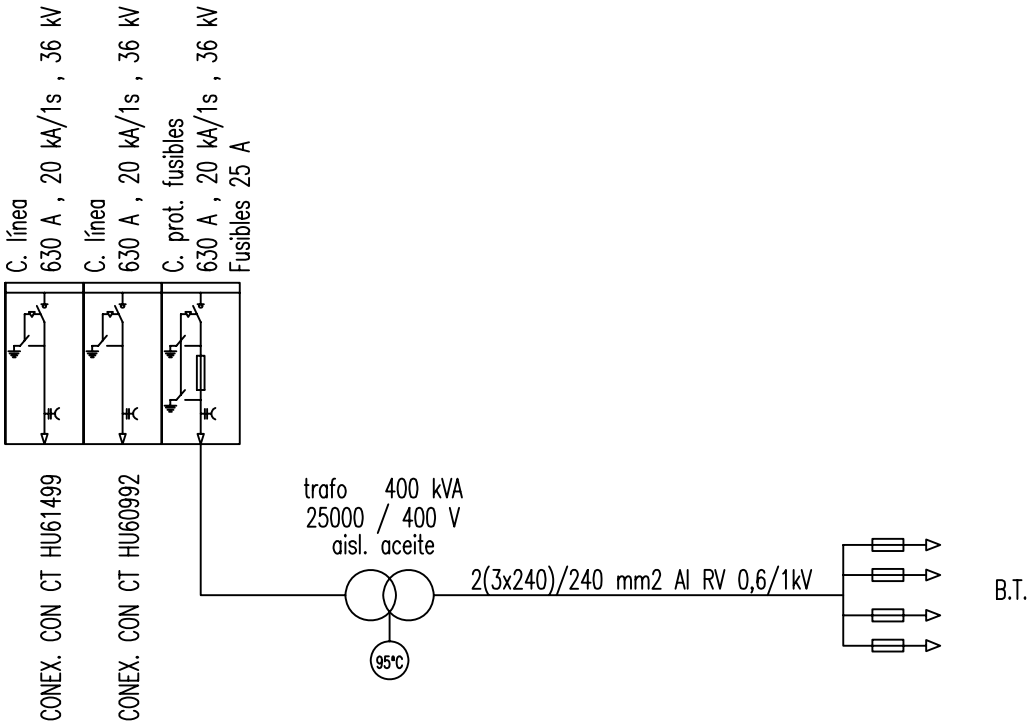
TIERRA DE PROTECCIÓN
Configuración: 40-30/8/42
Profundidad electrodo: 0.8 m
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Número de picas: 4
Longitud picas: 2



	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				
Escala:	RED DE TIERRAS CT HU60992			Plano: 28
				Hoja:
				Especialidad: Eléctrica

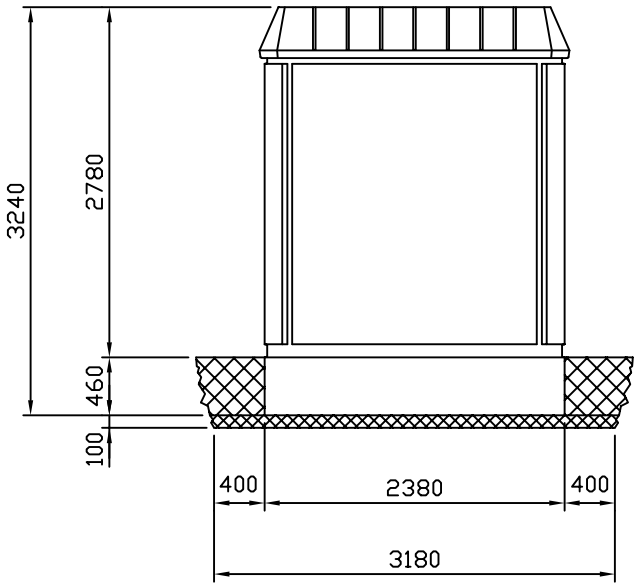


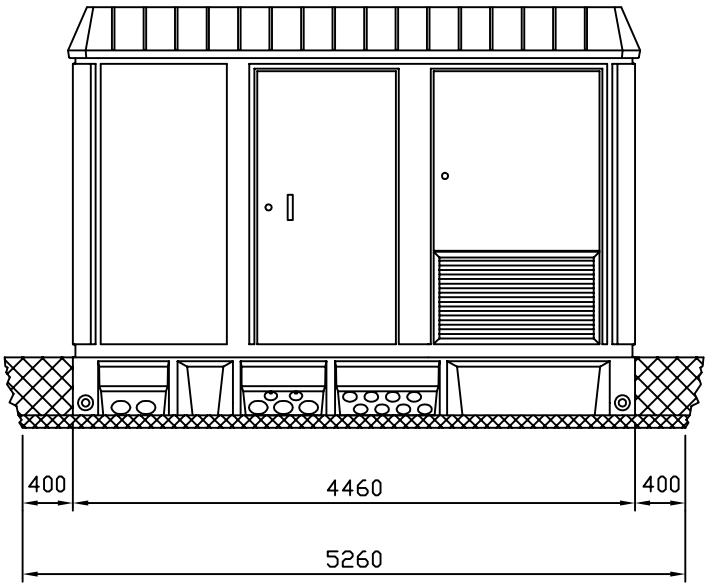


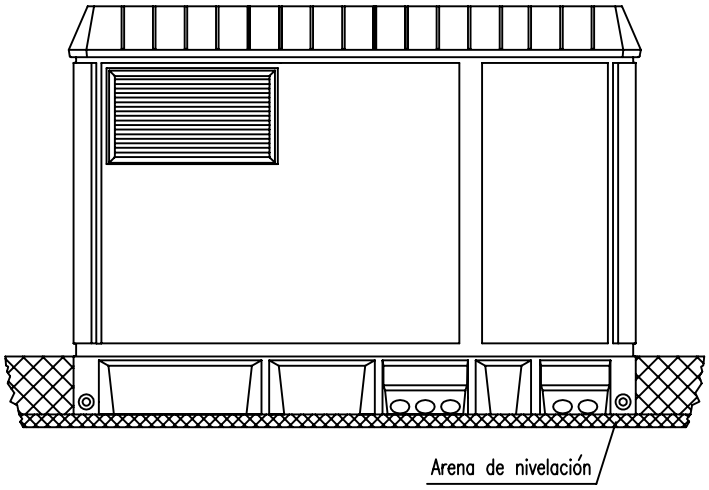


	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	VISTAS INTERIORES ESQUEMA UNIFIAR CT HU60459	Plano: 29
		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica







DIMENSIONES DE LA EXCAVACION
5.26 m. ancho x 3.18 m. fondo x 0.56 m. profund.

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:

VISTAS EXTERIORES CT HU60459

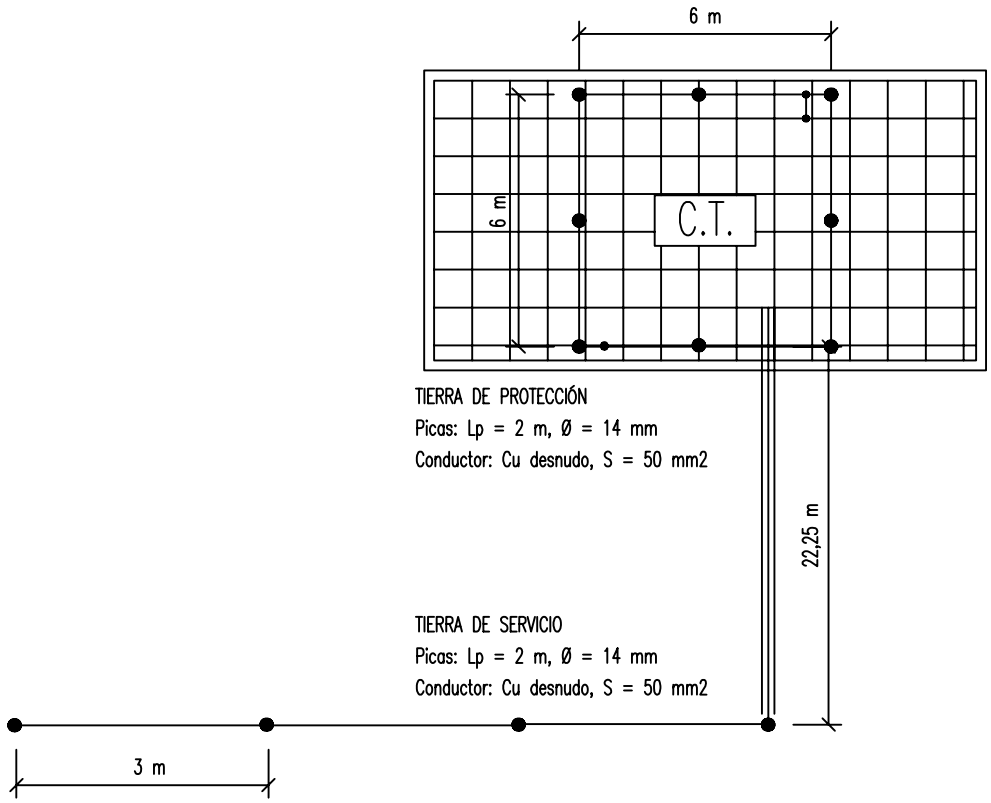
Plano: 30

Hoja:

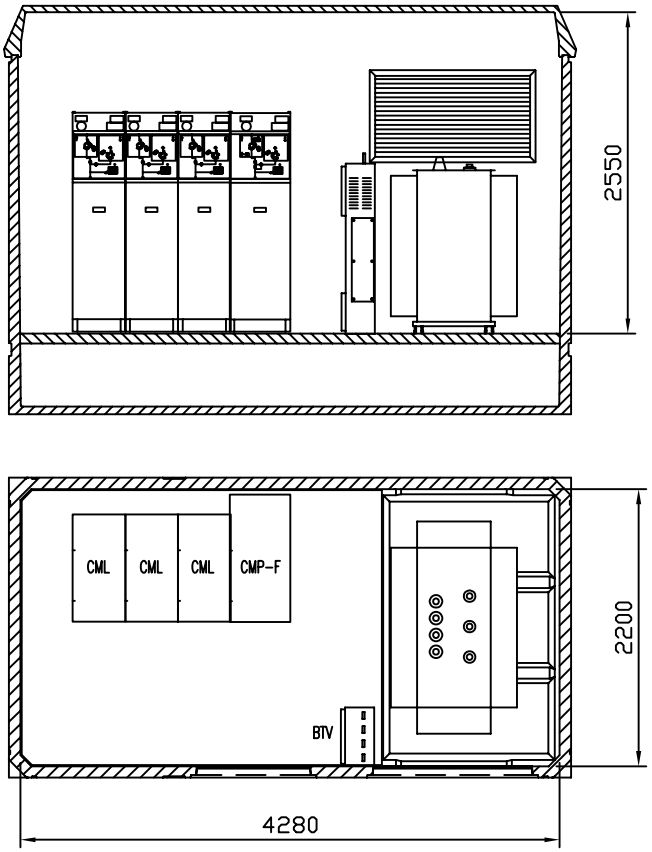
Especialidad: Eléctrica

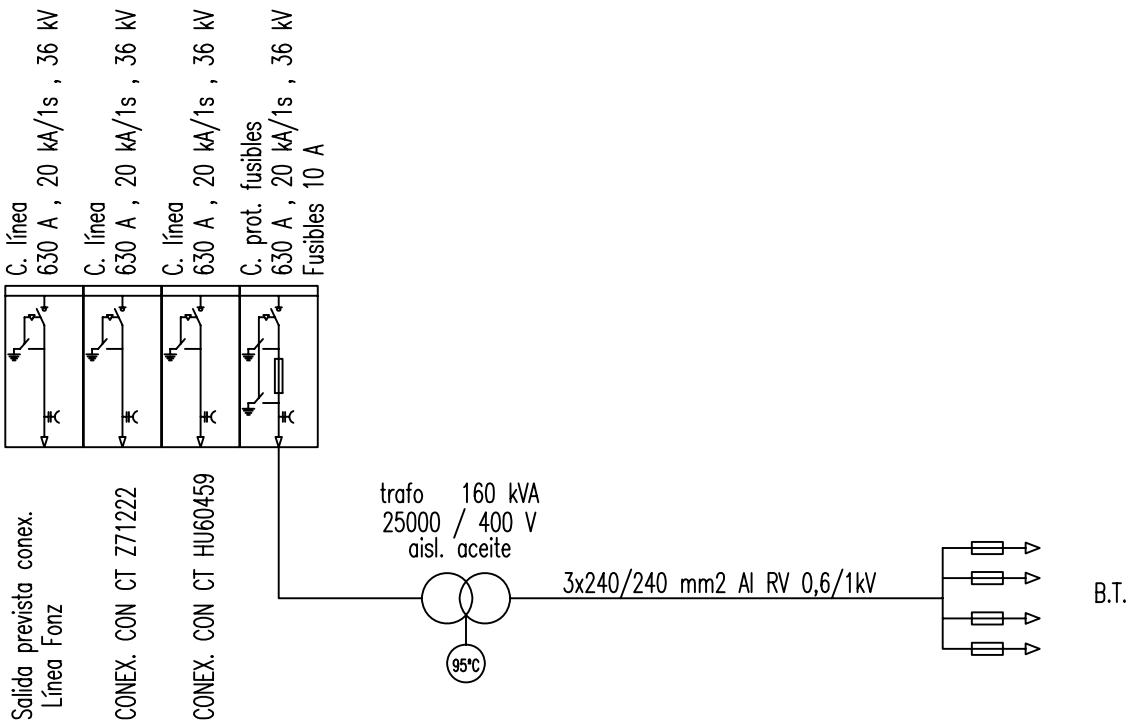
TIERRA DE SERVICIO
Configuración: 8/42.
Profundidad electrodo: 0.8 m
Separación picas: 3 m
4 picas en hilera unidas por conductor horizontal
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Longitud picas: 2

TIERRA DE PROTECCIÓN
Configuración: 60-60/8/82
Profundidad electrodo: 0.8 m
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Número de picas: 8
Longitud picas: 2



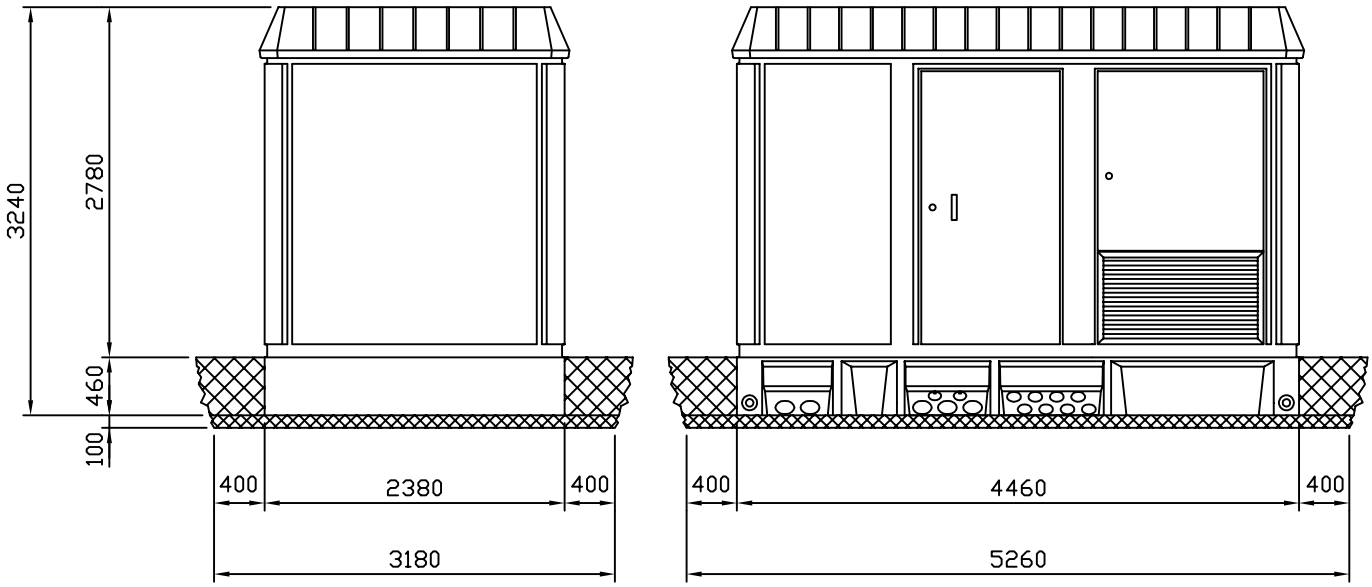
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				
Escala:	RED DE TIERRAS CT HU60459			Plano: 31
				Hoja:
				Especialidad: Eléctrica

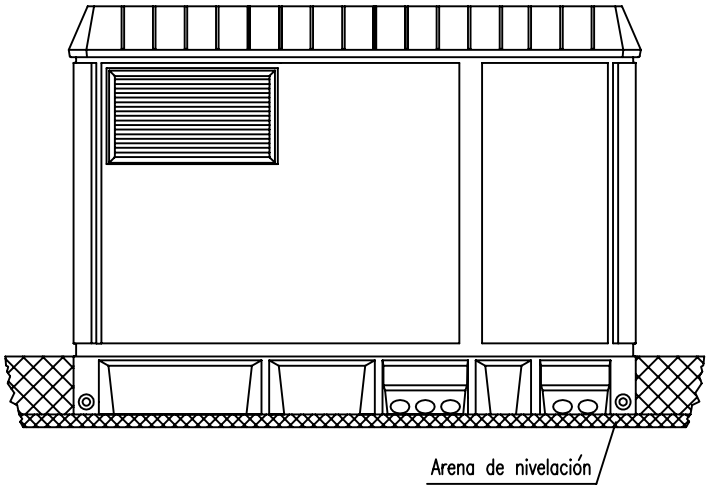




	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	VISTAS INTERIORES ESQUEMA UNIFIAR CT HU61499	Plano: 32
1:60		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica





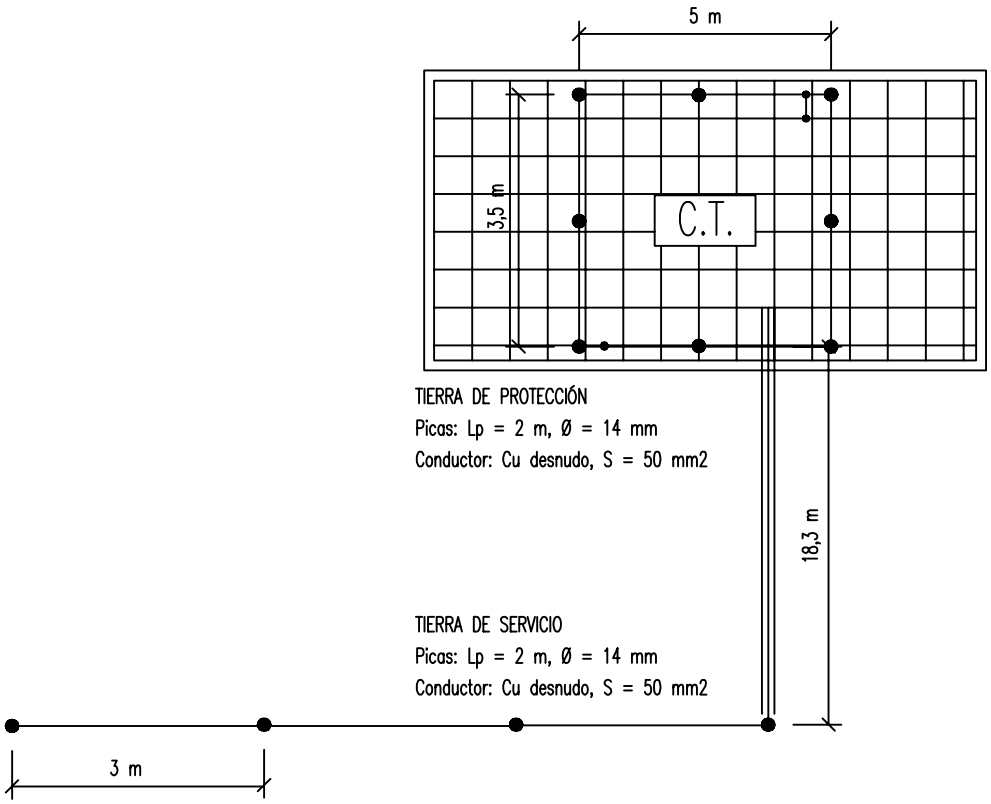
DIMENSIONES DE LA EXCAVACION
5.26 m. ancho x 3.18 m. fondo x 0.56 m. profund.

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	VISTAS EXTERIORES CT HU61499	Plano: 33
1:60		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

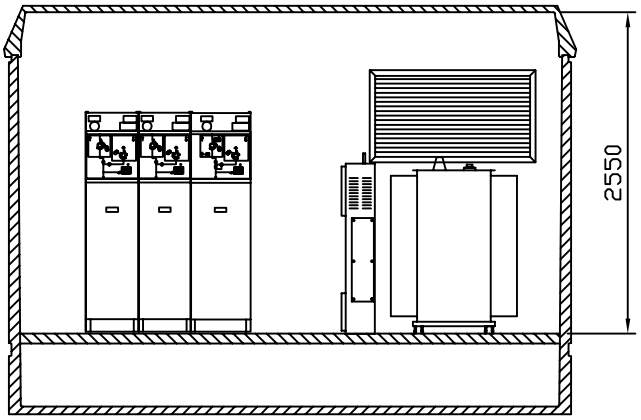
TIERRA DE SERVICIO
Configuración: 8/42.
Profundidad electrodo: 0.8 m
Separación picas: 3 m
4 picas en hilera unidas por conductor horizontal
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Longitud picas: 2

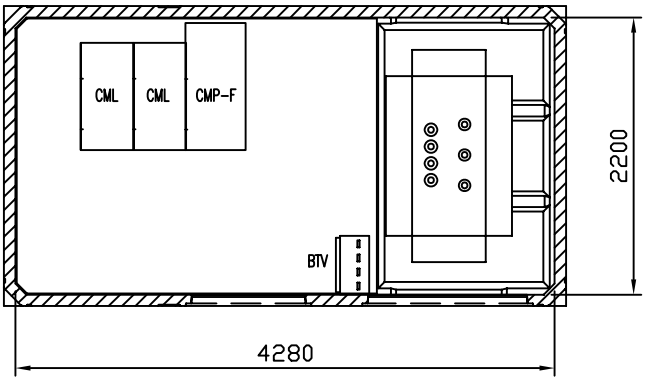
TIERRA DE PROTECCIÓN
Configuración: 50-35/8/82
Profundidad electrodo: 0.8 m
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Número de picas: 8
Longitud picas: 2

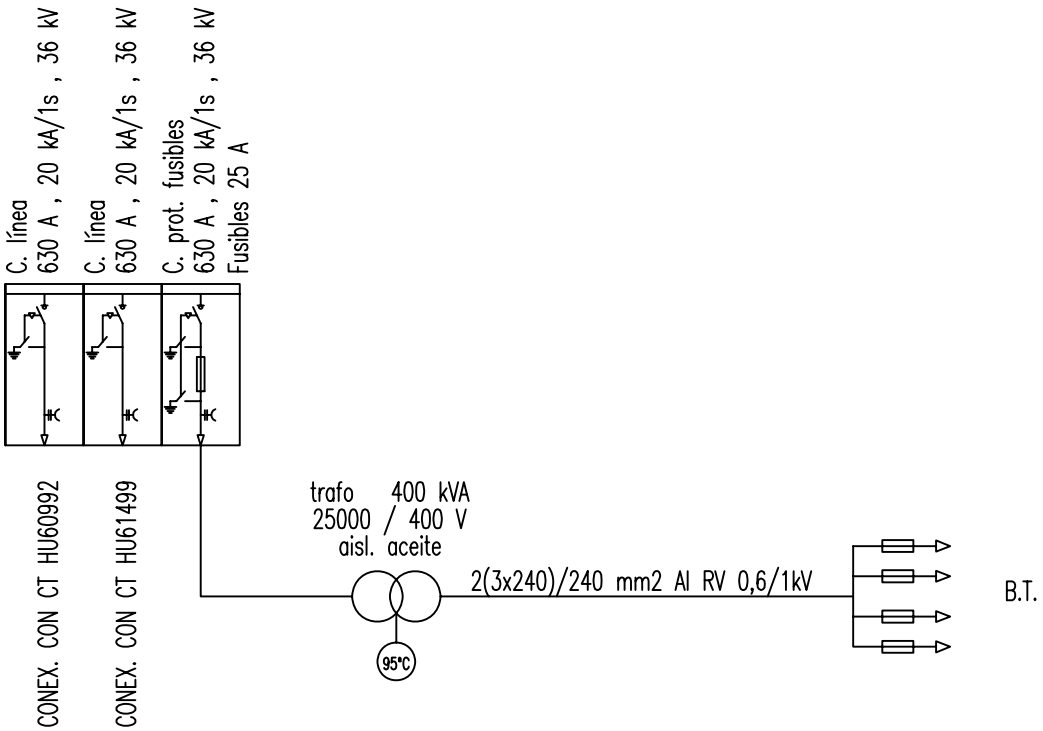


	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	RED DE TIERRAS CT HU61499	Plano: 34
S/E		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

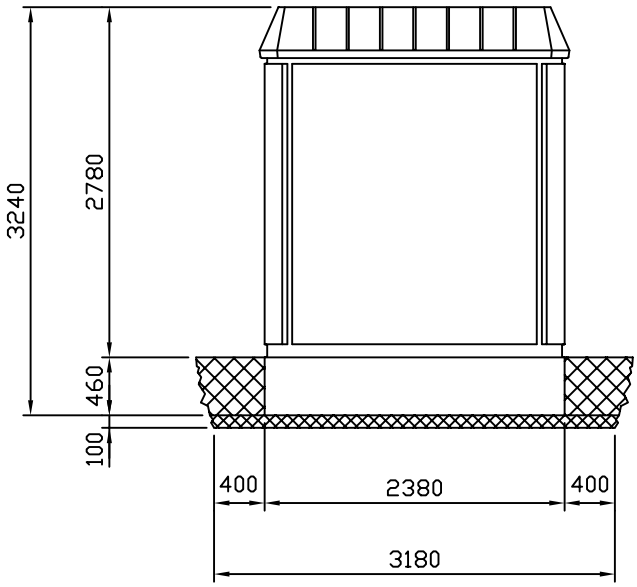


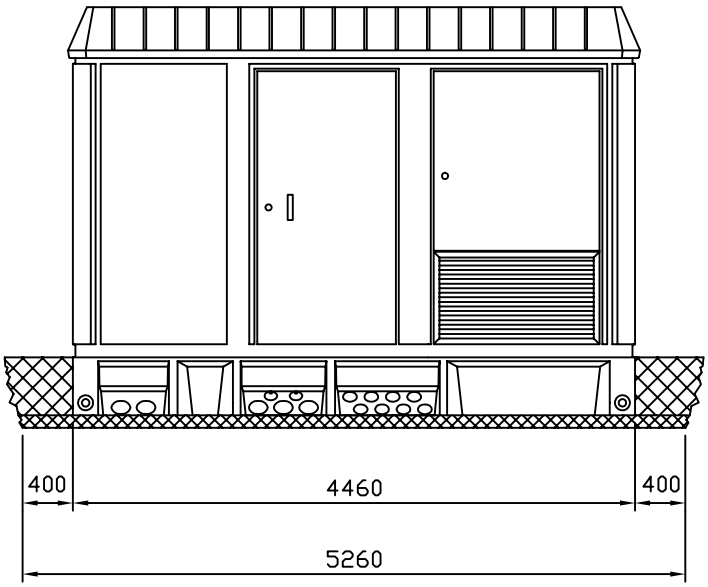


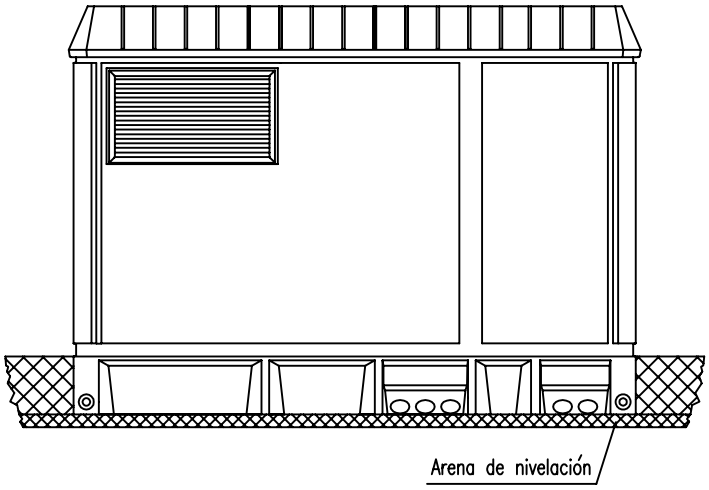


	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	VISTAS INTERIORES ESQUEMA UNIFIAR CT Z71222	Plano: 35
1:60		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica







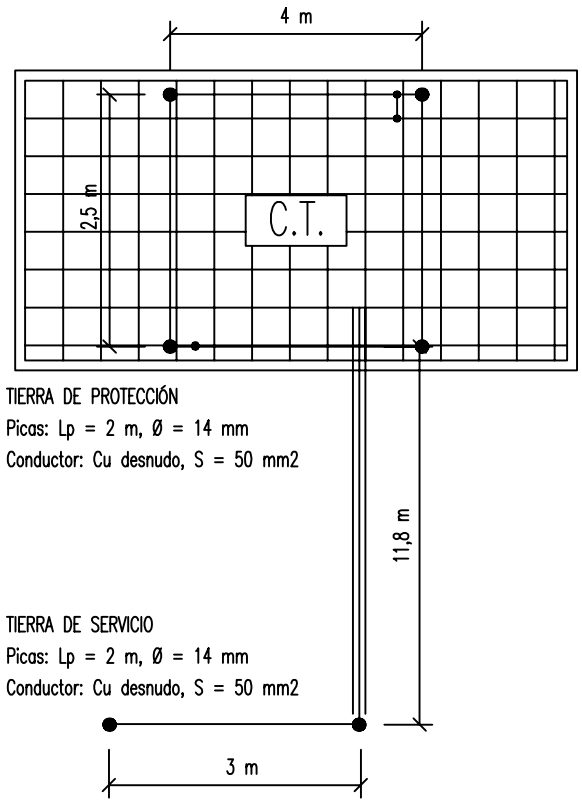
DIMENSIONES DE LA EXCAVACION
5.26 m. ancho x 3.18 m. fondo x 0.56 m. profund.

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				

Escala:	VISTAS EXTERIORES CT Z71222	Plano: 36
1:60		Hoja:
		Especialidad: Eléctrica

TIERRA DE SERVICIO
Configuración: 8/22.
Profundidad electrodo: 0.8 m
Separación picas: 3 m
2 picas en hilera unidas por conductor horizontal
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Longitud picas: 2

TIERRA DE PROTECCIÓN
Configuración: 40-25/8/42
Profundidad electrodo: 0.8 m
Sección conductor: 50 mm2
Diámetro picas: 14 mm
Número de picas: 4
Longitud picas: 2



	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	4/04/11	Jose Antonio Oncins		
Comprob.				
Escala:	RED DE TIERRAS CT Z71222			Plano: 37
				Hoja:
				Especialidad: Eléctrica